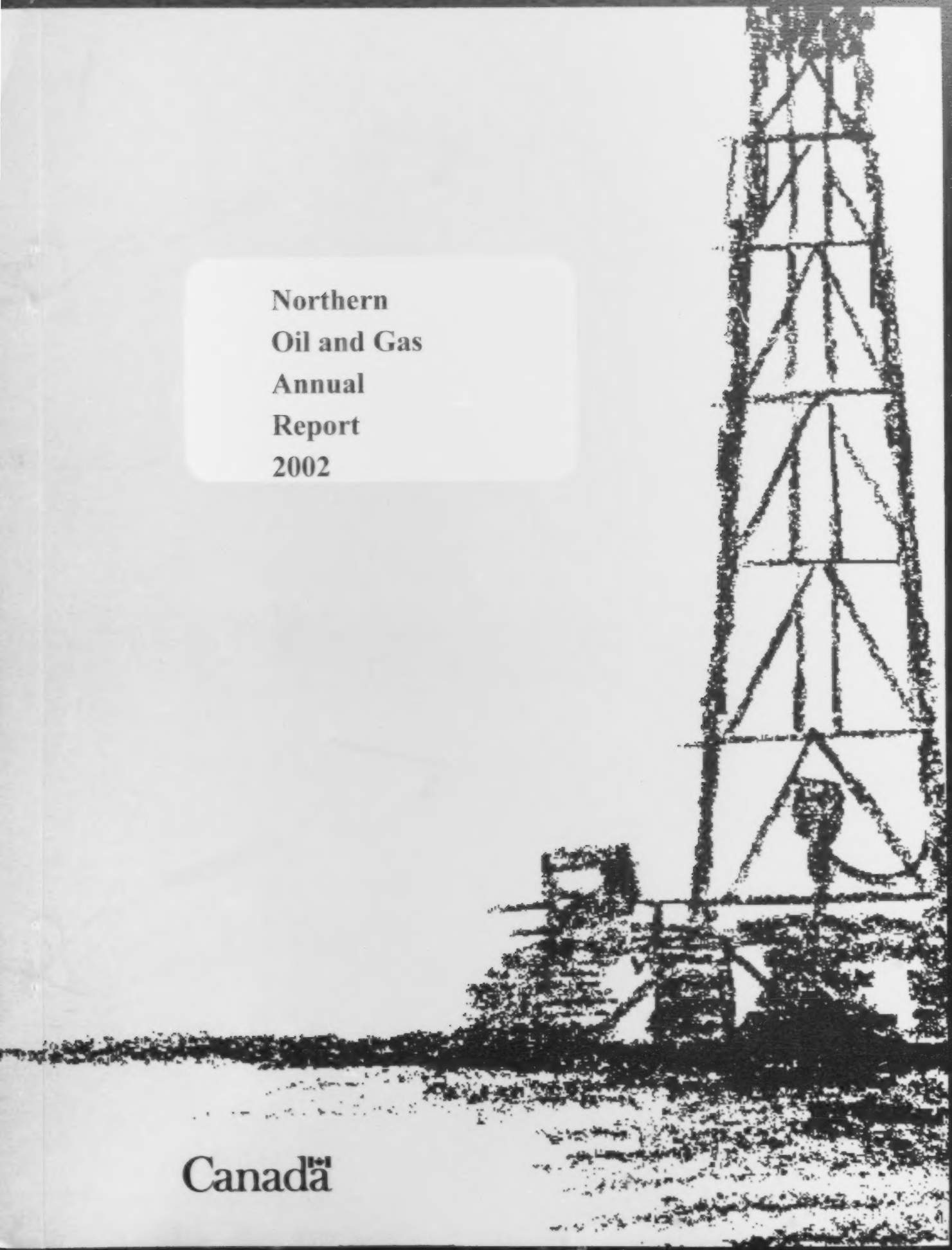
Northern Oil and Gas Annual Report 2002



Canada

105-07464/

Northern Oil and Gas Annual Report 2002

The management of oil and gas resources on Crown lands north of 60° N. latitude in the Northwest Territories, Nunavut and the northern offshore is a federal responsibility carried out by the Northern Oil and Gas Directorate of the Department of Indian Affairs and Northern Development.

Petroleum resource management on Crown lands is exercised under federal legislation. The *Canada Petroleum Resources Act* and its regulations govern the granting and administration of Crown exploration and production rights and set the royalty regime. The *Canada Oil and Gas Operations Act* governs the regulation of petroleum operations and associated benefits requirements. Land, royalty and benefit matters are managed by the Department on behalf of the Minister of Indian Affairs and Northern Development while the National Energy Board takes the lead role in approval of operations.

Information on the northern oil and gas regime may be found on the web at: http://www.ainc-inac.gc.ca/oil/

Indian and Northern Affairs Canada

Affaires indiennes et du Nord Canada

Canada

Published under the authority of the
Honourable Robert D. Nault, P.C., M.P.
Minister of Indian Affairs and
Northern Development
Ottawa, 2003

© Minister of Public Works and Government Services, Canada

Ce document est également publié en français sous le titre :
Pétrole et gaz du Nord – Rapport annuel 2002

QS-8509-030-EE-A1
R71-47/2002E
0-662-34039-6

Message from the Honourable Robert D. Nault
Minister of Indian Affairs and Northern Development

As I reflect upon the accomplishments of 2002 and the current need for increased North American energy security, I am encouraged that the prospects are bright for the development of Mackenzie Delta natural gas fields later in this decade. I am also encouraged by the continued growth and development of the northern oil and gas sector.

I am pleased to report that in 2002, industry undertook seismic programs in the Mackenzie Delta, adjacent areas of the Beaufort Sea and in the central and southern areas of the Mackenzie Valley. Drilling took place in the Mackenzie Delta, central Mackenzie Valley and in the Fort Liard and Cameron Hills areas of the southern Northwest Territories. Natural gas production continued at the Ikhil field in the Mackenzie Delta, at several fields near Fort Liard and in the Cameron Hills. Oil production from the Norman Wells field – Canada's fourth largest oil field – continued as the field production profile began to edge downward.

I am particularly pleased that many Aboriginal people and other northerners responded positively to the employment and training opportunities arising from oil and gas exploration and development activities in 2002. I found it particularly encouraging that northern businesses – many of which are owned by Aboriginal Groups as a result of capacity building and joint ventures – were able to supply many of the goods and services required by the oil and gas industry.

Canada's northern oil and gas sector is well positioned to contribute to the North American energy supply. Bringing gas south would be a major project that would bring benefits to Canada and other parts of North America. The sustainable development of oil and gas activities in the North can be a key to improving the quality of life for many Canadians, in the North and elsewhere.

I invite you to consult this report for details on the development of Canada's northern oil and gas resources during the past year.

In accordance with section 109 of the Canada Petroleum Resources Act, I am pleased to table before Parliament, the Annual Report on the administration of oil and gas in the Northwest Territories, Nunavut and the northern offshore for the year ending December 31, 2002.

April 16, 2003

Canada's Frontier Lands

Area under the responsibility of the Minister of Indian and Northern Affairs Canada
Zone qui relève de la compétence du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

Contents

NORTHERN OIL AND GAS ACTIVITIES 7

OVERVIEW 7
Oil and Gas Fundamentals and Significance for Northern Operations 7
Oil and Gas Resources 8
Table: Discovered Resource Inventory 8

OIL AND GAS MANAGEMENT 9
Highlights 9
Rights Issuance and Administration 10
Interests Issued in 2002 10
Table: Land Status 11
Table: Exploration Licences 12
Table: Exploration Licences Issues as a Result of Calls for Bids 14

Benefits 14

Environmental Considerations 15
Consultations 15
Regulatory Road Map 15
Environmental Studies Research Fund 15

EXPLORATION ACTIVITY IN THE NORTH 16
Northern Operations 16
Southern Northwest Territories 17
Central Mackenzie Valley 17
Nunavut, the Northern Offshore and Eastern Arctic Offshore 18
Beaufort Sea-Mackenzie Delta Basin 18

DEVELOPMENT AND PRODUCTION 19
Table: 2002 Drilling Statistics 19
Mackenzie Delta 20
Ikhil 20
Central Mackenzie Valley 20
Norman Wells 20

Southern Northwest Territories 20
Pointed Mountain 20
Canadian Natural Resources Limited Fort Liard 20
Chevron Fort Liard 20
Paramount Southeast Fort Liard 20
Paramount Fort Liard 21
Table: Oil and Gas Production 21
New Fields on Production in 2002 22
Paramount Cameron Hills 22

ROYALTIES 22
Table: Oil and Gas Revenues Received ($) 23

FURTHER INFORMATION 24
Northern Oil and Gas Directorate 24
Other Sources of Information 25

NORTHERN OIL AND GAS ACTIVITIES

OVERVIEW

Oil and Gas Fundamentals and Significance for Northern Operations

Commodity prices for natural gas stabilized over the first quarter of 2002 with the average Alberta contract price remaining in the range $3 to $5 per GigaJoule (GJ). With storage levels at the end of summer high across the continent, only moderate price increases were expected over winter 2002/03. Towards year end, however, weather colder than the previous year was causing rapid draw down from storage and setting the stage for higher prices in the New Year. The Alberta market closed the year at $5.25 per GJ.

Average sale price of Canadian crude at Edmonton did not differ much from 2001 but ended the year on an upward trend, reflecting global uncertainty regarding war in Iraq and industrial unrest in Venezuela. Higher oil prices can have two effects on exploration investment in the North: firstly, they may rekindle interest in northern oil resources, notably in the Beaufort Sea; and secondly, they may inhibit switching from natural gas to fuel oil as prices rise, creating firmer price outlooks for gas and improving the conditions for investment in major projects such as pipelines.

The decline in gas price in 2001 was followed by a weak 2002 drilling season in Western Canada, although this was not particularly reflected in North of 60 statistics. Drilling remains overwhelmingly gas-directed.

Canadian production declined slightly from 2001 levels and US production more significantly. However, this was matched by an easing of demand following the mild winter of 2001/2002. Uncertainty as to whether lower production is solely a market response or reflects an underlying decline in productive capacity strengthens the appeal of long term production increments from the offshore and the North. Certainly, firming prices towards year end for both oil and natural gas is expected to stimulate drilling in these higher cost operating environments.

Commodity Prices

	Jan 2002	*Dec 2002*	Average 2002
Oil	*193.53*	*284.63*	253.53
Gas	*3.52*	*5.25*	3.83

Average Oil Prices: C$ per m^3 at Edmonton
Average Natural Gas Prices: AECO (C$ per GJ)
Source: Natural Resources Canada

Oil and Gas Resources

A recent review of published studies commissioned by the Northern Oil and Gas Directorate indicates that the northern Territories and Arctic Offshore host some 34% of Canada's remaining recoverable resources of natural gas of 13.6 x 10^{12} m^3 (482.3 trillion cubic feet), and 25% of the remaining recoverable oil resource of 5.5 billion cubic metres (34.3 billion barrels).

The most accessible of the northern resources lie along the length of the Mackenzie Valley, from the border with the Provinces at 60 degrees, north to the Mackenzie Delta. This region, comprising much of the Northwest Territories and adjacent offshore is estimated to contain 49% of the recoverable gas and 58% of the oil in northern Canada with the Beaufort Sea-Mackenzie Delta Basin by far the largest contributor to potential, and the southern NWT currently the largest contributor to gas production. Norman Wells in the central Mackenzie Valley continues to be the only significant oil producer north of 60. Of the 53 discoveries in the Beaufort Sea/Mackenzie Delta Basin, major gas fields include Taglu, Parsons Lake and Niglintgak onshore with Amauligak an important discovery of oil and gas in the offshore. Comparable in scale but more remote and not currently under consideration for development, are the resources of the High Arctic, principally in the Sverdrup Basin, where past exploration efforts have already proved the existence of major gas fields at Drake Point and Hecla, as well significant oil resources.

At year end it seemed that a stand-alone Mackenzie Valley gas pipeline was front runner among concepts for arctic gas development in Canada and Alaska. Prospects for a pipeline to develop Canadian Arctic gas resources remained high at year end with promising signals that the regulatory approvals process could be triggered in the New Year.

Discovered Resource Inventory*

	Crude Oil 10^6 m^3	Million Barrels	**Natural Gas** 10^9 m^3	Trillion Cubic Feet
Northwest Territories	70.5	(443)	178.3	(6.3)
Nunavut	0.9	(6)	190.7	(6.7)
Arctic Offshore	193.0	(1214)	506.5	(17.9)
Total	264.4	(1663)	875.5	(30.9)

*Compiled and integrated from several published sources which may under estimate or overestimate actual field resources

OIL AND GAS MANAGEMENT

Highlights

In 2002, the Directorate responded to concerns expressed by industry regarding the rapid escalation of northern exploration costs. The Directorate participated in a task force with members of the Canadian Association of Petroleum Producers having specific experience and interest in petroleum exploration North of 60. The principal recommendation of the task force was that allowable expenditures for all types of exploratory work on licences should be calculated on an 'at cost' basis, thereby assuring both currency of costs and equivalency between actual cost of work and expenditures deducted from the work bid deposit. The new 'at cost' approach will apply to licences issued pursuant to 2002 Calls.

A one-time upwards revision of drilling rates in Schedule III of existing exploration licences was also agreed. This adjustment reflects escalation in this major category of costs which could not have been reasonably anticipated and will reduce differences in the treatment of allowable costs for exploration licences of all vintages.

Northern operators also expressed concerns about potential difficulties in meeting licence commitments recognizing the uncertainty in synchronising regulatory approvals with seasonal operations. Industry observed that the demanding northern operating environment can impose critical delays which can result in the lost of entire seasons of activity.

The Directorate has worked with companies to utilize the consolidation of exploration licences provided for in the Act to increase the flexibility for companies to adapt to elements of the northern operating environment. Consolidation of two or more exploration licences pursuant to s. 25(3) of the *Canada Petroleum Resources Act* is at the request of the Interest Owners of the original exploration licences and is on terms and conditions agreed to by the Minister and the Interest Owners. This provision of the Act enables companies to optimize exploration and operating efficiencies on lands acquired through a competitive Call for Bids by consolidating two or more exploration licences into a single licence. Overall work commitment and work expenditure bids remain unchanged. The greater efficiencies achievable under consolidation potentially translate into additional exploratory work, better exploration success, and more sustained economic activity. Consolidation provides flexibility to realise synergies which can improve environmental and operational safety, and ease logistical problems such as labour constraints and capacity of local business.

Rights Issuance and Administration

The department provides industry with an annual opportunity to obtain exploration rights in N.W.T. and areas of Nunavut and the northern offshore. The exploration rights are made available on terms prescribed under the *Canada Petroleum Resources Act* and supported by northerners.

A Call for Nominations has preceded each Call for Bids. The Call for Nominations enables industry to specify blocks of land of interest. A single bid evaluation criterion - usually the total expenditure that a bidder would spend on exploration of the land block - is used to determine the successful bidder. DIAND consults with Aboriginal groups to ensure that their views are considered in the rights issuance process.

Crown rights are issued pursuant to an open, competitive bidding process. The bid criterion used is currently the dollar value of work proposed for the first period of the licence. A work program requirement of one well in the first period applies.

In accordance with the provisions of land claims settlement agreements, the department sought the views of aboriginal communities and organizations prior to rights issuance on the terms and conditions of the issuance and related matters. The department is also working towards establishing measures that would meet the needs and provide economic opportunities for those areas without a land claim settlement, primarily in the southern NWT. A single Call for Nominations was launched in November 2001 for three areas, that is, the Central Mackenzie Valley, the Mackenzie Delta/Beaufort Sea and Arctic Islands of Nunavut and surrounding offshore areas, and closed on staggered dates in dates in December 2001 for the three areas. Three blocks were nominated, two in the Mackenzie Delta/Beaufort Sea area and one in the Central Mackenzie Valley. A Call for Bids was launched in January 2002 with bids received in May for two of the three parcels.

In the fall of 2002, Calls for Nominations were launched for three areas North of 60. One each in the Beaufort Sea/Mackenzie Delta, the Central Mackenzie Valley and for the Arctic Islands in Nunavut. The nominations process closed with only one parcel nominated in the Central Mackenzie Valley for which a Call for Bids was launched in January 2003 the results of which will be known in May 2003.

Interests Issued in 2002

Two new exploration licences were issued as a result of a successful Call for Bids in the Beaufort Sea/Mackenzie Delta region, EL417 to Chevron Canada Resources and BP Canada Energy Company and EL418 to Devon ARL Corporation and Petro-Canada.

In addition, groups of four exploration licences and two exploration licences in the Beaufort Sea/Mackenzie Delta region were consolidated into two new exploration licences (EL419 to Petro-Canada and Anderson Resources Ltd. and EL420 to Devon ARL Corporation).

Four production licences were issued to Paramount Resources Ltd. in the Cameron Hills area of NWT. One significant discovery licence was issued to Paramount Resources Ltd. in the Fort Liard area of NWT.

Land Status

	1998	1999	2000	2001	2002
Number of Licences Issued					
Mainland Territories	0	0	12	7	5
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	5	5	9	0	4
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	0	0	0	0	0
Total	5	5	21	7	9
Number of Active Licences					
Mainland Territories	73	68	77	84	82
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	70	75	84	84	82
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	23	23	23	23	23
Total	166	166	184	191	187
Lands Issued in Licences (in millions of hectares)					
Mainland Territories	0	0	0.8	0.4	0.01
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	0[1]	0.31	0.7	0	0.50
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	0	0	0	0	0
Total	0[1]	0.31	1.5	0.4	0.51
Lands Relinquished or Surrendered (in millions of hectares)					
Mainland Territories	0.1[2]	0.4	0.2	0	0.4
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	0	0	0	0	0.5
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	0	0	0	0	0
Total	0.1[2]	0.4	0.2	0	0.9
Lands Held Under Licence (in millions of hectares)					
Mainland Territories	1.6	1.4	2.2	2.6	1.9
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	1.1	1.3	1.8	1.8	2.0
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2
Total	4.0	3.9	5.2	5.6	5.1

[1] Less than 0.1 million hectares.

[2] Adjustment to Mainland Territories by deletion of eight licences totalling 25,529 hectares in Yukon.

Exploration Licences

No.	Area (ha)	Representative [x]	Dates (y.m.d.) Well to be Drilled by Issue			Expiry	Work Bid $
Eastern Arctic Offshore							
EL297 [1]	931,640	CanNat Resources Inc.	1998.07.14	2007.07.14		2007.07.14	
Beaufort Sea/Mackenzie Delta							
EL317 [2]	175,810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	n/a			n/a
EL329 [2]	349,982	BP Canada Energy Resources	1987.09.05	n/a			n/a
EL384 [3]	85,761	AEC West Ltd.	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	-
EL385 [3]	128,327	AEC West Ltd.	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	-
EL393	72,474	Burlington Resources Canada	1999.09.18	2004.09.17		2008.09.17	35,550,000.00
EL394	73,155	Burlington Resources Canada	1999.09.18	2004.09.17		2008.09.17	42,375,000.00
EL403	75,650	Shell Canada	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	35,000,000.00
EL404	73,608	BP Canada Energy	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	76,675,288.00
EL405	76,307	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	46,454,620.66
EL406	72,523	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	81,876,595.88
EL407	71,515	Anadarko Canada Corp.	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	2,421,350.84
EL417	18,912	Chevron Canada	2002.05.14	2007.05.13		2011.05.13	13,200,000.00
EL418	27,100	Devon ARL Corporation	2002.05.14	2007.05.13		2011.05.13	1,100,000.00
EL419	147,822	Petro-Canada	2002.04.18	2004.09.17	✓[5]	2008.09.17	105,293,760.00[4]
EL420	338,469	Devon ARL Corporation	2002.08.15	2005.08.15		2009.08.14	224,069,655.56[4]
Mainland - Southern NWT							
EL363	6,064	Canadian Forest Oil	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	3,529,000.00
EL365	20,635	Canadian Forest Oil	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	1,500,000.00
EL367	24,382	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	1,768,600.00
EL369	25,737	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	8,765,580.00
EL380	25,606	Canadian Forest Oil	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	2,200,000.00
EL381	15,422	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	6,250,000.00
EL382	25,335	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	1,100,000.00
EL383	25,515	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	1,224,400.00

Exploration Licences

No.	Area (ha)	Representative ✘	Issue	Dates (y.m.d.) Well to be Drilled by		Expiry	Work Bid $
Mainland - Central Mackenzie Valley							
EL373	99,560	Devlan Exploration	1996.03.27	2001.03.26	✓	2005.03.26	1,226,000.00
EL374	138,170	Devlan Exploration	1996.03.27	2001.03.26	✓	2005.03.26	1,042,000.00
EL386	114,737	Devlan Exploration	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	1,072,000.00
EL389	46,738	Canadian Abraxas	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	3,101,015.00
EL391	71,816	Northrock Resources	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	4,000,000.00
EL392	23,652	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	8,466,460.00
EL397	134,565	Northrock Resources Ltd.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	16,580,000.00
EL398	133,480	AEC West Ltd.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	1,000,000.00
EL399	120,496	Paramount Resources	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	8,400,000.00
EL400	118,060	Canadian Natural Resources Limited	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	17,500,000.00
EL401	128,584	EOG Resources Canada Inc.	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	12,750,000.00
EL402	128,718	Devon ARL Corporation	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	1,243,789.00
EL412	68,772	Canadian Forest Oil	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1,867,911.00
EL413	80,464	Devlan Exploration	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	2,000,000.00
EL414	84,880	Paramount Resources	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	10,750,000.00
EL415	83,216	Hunt Oil	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1,260,000.00
EL416	80,510	Northrock Resources Ltd.	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1,526,430.00

✘ These representatives are current to date of draft i.e. March 2003

[1] Amended per s. 26(4) of the CPRA, originally issued pursuant to the Canada Oil and Gas Land Regulations.

[2] Under work prohibition orders.

[3] Land exchange for Cape Bathurst former permits.

[4] Consolidation per s. 25(3) of the CPRA

✓ Well requirement met as of year end. The drilling of one exploratory or delineation well prior to the end of Period 1 of the term is a condition precedent to obtaining tenure to Period 2.

✓[5] Note that on consolidated licences, one well may not be sufficient to hold all lands in the consolidated licence, depending on the terms of consolidation.

Exploration Licences Issued as a Result of Calls for Bids since 1994

Southern NWT (Fort Liard)	8 in January 1995 6 in April 1996	all for 7 years (4+3)
Central Mackenzie Valley	8 in May 1995 6 in March 1996 7 in May 1997 6 in August 2000 5 in September 2001	for 9 years (5+4) for 9 years (5+4) for 8 years (4+4) for 8 years (4+4) for 8 years (4+4)
Mackenzie Delta / Beaufort Sea	4 in September 1999 9 in August 2002 2 in May 2002	all for 9 years (5+4)

Benefits

The oil and gas sector continued to demonstrate its potential to become a significant component of the northern economy. High levels of exploration and development activity near Fort Liard and in the Cameron Hills and in the Mackenzie Delta and central Mackenzie Valley have created significant employment, training and procurement opportunities for Northerners and northern firms.

Fort Liard has experienced high levels of employment and business contracting as a result of continued and new oil and gas activities. Northerners and northern firms have continued to respond positively and benefit from the opportunities arising from oil and gas activity. The seasonal nature of employment fits well with the dual traditional/wage economy of many communities.

The number of exploration wells drilled in the NWT region reached the highest level since the late 1990s. Additionally, the Colville Lake area saw the first oil and gas exploration activity in a number of years. The Department's Yellowknife-based Petroleum Development and Benefits Division continued to have the lead responsibility for the administration of benefits plans in NWT, working closely with the Northern Oil and Gas Directorate to complete the transition begun in 2001. Division staff met with the Inuvialuit, First Nations and northern communities to better understand their benefits issues and concerns and to increase public understanding of the *Canada Oil and Gas Operations Act* benefits plan requirement.

Environmental Considerations

Consultations

Before issuing calls for nominations, consultations are held with northern Aboriginal groups to identify areas of environmental sensitivity, including ones holding special interest for cultural or spiritual reasons. DIAND also consults with other federal departments and territorial government agencies.

Environmental considerations also play an important role when issuing land use permits, water licences and all work authorizations.

The terms and conditions of the calls for nominations and bids reflect the results of this consultation process.

Regulatory Road Map

Three separate regulatory guides, which outline the framework for authorizing oil and gas exploration and production activities were produced in 2002. These guides include the Sahtu Settlement Area, the Gwich'in Settlement Area and the offshore Beaufort Sea Region.

Each of these documents build upon similar regulatory road maps for the southern Mackenzie Valley of 2000, and the Inuvialuit Settlement Region (Mackenzie Delta) in 2001, and completes the goal of a five part series of road maps for the Northwest Territories and offshore areas.

Environmental Studies Research Funds (ESRF)

Under the *Canada Petroleum Resources Act*, the ESRF finances environmental and social studies related to the exploration and development of oil and gas resources on frontier lands. The program is funded through levies paid by interest holders

Building upon the resurgence of oil and gas activity in the north and anticipating the need for continuing new research, the ESRF Management Board continued their study program for 2002, funded by a levy of between zero and seventeen cents per hectare. This levy was agreed to by industry representatives and approved by the Minister.

The northern 2002 ESRF study program was comprised of $529,290, and included funding for a number of programs, including a *Cumulative Effects* study, which will build on experiences gained in Atlantic Canada and other countries. A *Heritage Resources* examination for the Mackenzie Delta, a mapping project which will identify historic and cultural sites, has begun, and as a first step, a literature review is underway.

A project to identify *Biophysical Information and Research Gaps* analysis related to oil and gas exploration, development and a potential pipeline in the Mackenzie Valley is also underway. In this regard, two northern

workshops are planned next year. Disposal of waste discharges in the north related to drilling sites is also being reviewed, and a technical advisory team consisting of industry, consultants and government has been reviewing past waste discharge practices. This team is also reviewing today's latest technological advances, examining applicable legislation, planning a workshop, and will make recommendations to update the disposal process of northern waste discharges.

The ESRF is managed by the National Energy Board on behalf of the Minister. Further information may be obtained from the ESRF website at www.esrfunds.org.

EXPLORATION ACTIVITY IN THE NORTH

Expenditures on exploration activities totalled $271 million. This total includes cost of geophysical and geological programs, exploratory, development and field development drilling, and well abandonments. Eighty-nine per cent of this expenditure was in the Mackenzie Delta and shallow Beaufort sea and most of the remainder in the central and southern NWT.

Northern Operations

Thirteen new wells were commenced in 2002, the same as the previous year. However, total metres drilled increased to 27 617 m from the 17 400 m for 2001. This total includes 6497 m drilled for four development wells in Cameron Hills, one delineation well on the Tuktoyaktuk Peninsula and two scientific test wells to test hydrate potential on the Mackenzie Delta.

Two wells were drilling in the NWT on January 1, 2002, one in the southern NWT and one on the Tuktoyaktuk Peninsula. Both were completed by early February.

Winter well operations ended on April 6, 2002 in the southern NWT and continued until April 25 on the Mackenzie Delta. There were no summer well operations.

With late freeze up in western Canada no new wells had spudded by year end.

In 2002, the National Energy Board authorized a total of 30 geophysical, geological and environmental field programs. This total comprised 21 seismic acquisition programs totalling 2506 km of 2-dimensional (2D) and 4060 km of 3D seismic, 69370 km of aeromagnetic survey, two geological/ geochemical sampling programs and one seismic reprocessing program which involved no field component. Two field environmental studies were also conducted and two field tests to evaluate fish responses to seismic sources. Overall levels of geophysical and geological operations were sustained but with a focus on the Mackenzie Delta and a decline in activity elsewhere.

Southern Northwest Territories

Three exploratory wells were drilled in the Fort Liard area east of the Liard River in 2002. Anardarko drilled Netla A-68 on lands held by SDL13 using Akita Rig #50. The well was plugged and suspended at a total depth of 2942 m. Paramount and Berkely drilled and suspended the West Arrowhead C-02 well on EL383 to 694 m using Precision Rig #55. Paramount also drilled the Bovie F-66 well to a total depth of 3362 m on the Bovie anticline using Akita Rig #58. The well has been suspended.

Paramount also began new drilling in the Cameron Hills to build reserves for oil and gas development. The company contracted two rigs; Shetah Rig #14 and Precision Rig #117. Three development wells, C-74, H-03, I-73 and one well designated exploratory (N-28) were drilled, all to targets in the depth range 1600 to 1700 metres. The N-28 well was completed as a gas well.

Five seismic programs were conducted in the southern NWT in the region of Fort Liard and Nahanni Butte. Two 3D surveys were conducted in the Fort Liard area, by Anadarko and by Paramount. Paramount also ran a 3D and a 2D program in the Cameron Hills.

Apart from these exclusive company operations, Explor Data Ltd. acquired a small 2D program on a non-exclusive basis.

Totals of 329 km of 2D seismic and 1109 km of 3D seismic were shot using geophysical contractors Veritas, Trace Exploration and Western Geco. In addition to seismic operations, Fugro Airborne Surveys flew a non-exclusive aeromagnetic survey.

Central Mackenzie Valley

Only one well was drilled in the Central Mackenzie Valley in 2002. The exploratory well, EOG et al Devo Creek P-45 was drilled to 2594 m on EL401 using Akita Rig#51. This well met the work program requirement for the first period of this licence.

No industry operated geophysical or geological programs were conducted in this region in 2002. However, the fifth phase of the Geological Survey of Canada's aeromagnetic survey program covering the Mackenzie Corridor was conducted over an area extending from the Peel Plateau (NWT) into Yukon. The high-resolution aeromagnetic data will assist assessment of geological structure and development of potential targets for hydrocarbon exploration.

The recent survey, flown in the spring of 2002, consisting of 28 400 line kilometres of traverse and control lines, was monitored by the GSC and carried out by Fugro Airborne Surveys. Results are published in GSC Open Files 1538-1545.

Nunavut, the Northern Offshore and Eastern Arctic Offshore

Following up on the activity of the previous year in the Davis Strait between Greenland and Canada , marine seismic company TGS-NOPEC returned and acquired a further 200 km of 2D marine seismic in Canadian waters. Also during the summer, the same company ran a second program in the Labrador Sea which ran north into waters offshore Baffin Island. No oil and gas exploration was undertaken in Nunuvut, or in northern offshore waters of the High Arctic. One program to reprocess existing seismic data was authorized.

Beaufort Sea - Mackenzie Delta Basin

The Mackenzie Delta region saw a major upswing in exploration activity in 2002. After re-entry and testing, Petro-Canada abandoned the Kurk M-15 well on EL395 which was drilled to total depth in 2001. Petro-Canada with partner Devon Canada then spudded the Kugpik L-46 well on the same licence using Akita/Equtak Rig #60. The well was plugged and suspended at 3005 m.

In a reversal of roles, Devon with partner Petro-Canada completed drilling a delineation well at Tuk M-18 with the Akita/Equtak Rig#63. The well was drilled to 2962 m on Inuvialuit private lands and subsequently announced as a gas discovery by the company with potential reserves of 200 to 300 billion cubic feet.

A nearby location, Tuk B-02, classified as exploratory, was drilled as a follow-up but was subsequently plugged and abandoned.

Two further wells were drilled at Mallik on the Mackenzie Delta to complete a three well program operated by Japex Canada Ltd. in collaboration with the Geological Survey of Canada to test the productive capability of gas hydrates.

Fifteen seismic programs were conducted in the Mackenzie Delta region in 2002, a 50% increase of the strong activity of the previous winter. The seismic programs included nine 3D programs of which four included a 2D component, plus a further six 2D programs.

Totals of 2951 km of 3D and 1613 km of 2D seismic were acquired. All were exclusive programs shot to evaluate existing licences. One offshore operation conducted by Devon Canada completed a seismic program commenced the previous year for offshore licences now consolidated into EL420. The geophysical contractors used for these operations were Veri-Illuq Geophysical Ltd, Delta Trace and Western Geco.

In addition to these programs Western Geco undertook field environmental tests to investigate potential effects of seismic operations in the Mackenzie River. One geological field party into the Richardson Mountains, one geochemical sampling program and two environmental field programs were also conducted.

DEVELOPMENT AND PRODUCTION

Total natural gas production from the Northwest Territories declined by 19% in 2002 from the peak reached in the previous year despite new production from field development at Cameron Hills.

New field development drilling by Chevron Canada in the Liard Field, approved at end 2002, is expected to boost production from this important field.

At year end five gas fields were in production and one oil field (Norman Wells). Of the gas fields, one (Ikhil) is producing for local consumption, and four are shipping gas south from the NWT.

2002 DRILLING STATISTICS

WELL NAME	LAT	LONG	CLASS[1]	TD (m)	Metres drilled in 2002 (m)	SPUD DATE	RR DATE	STATUS[2]	RIG	LICENCE[3]
Southern Territories										
Anadarko Netla A-68	60.78539	-122.69414	EX	2035	2030	23/Feb/02	22/Mar/02	P&S	Akita 55	SDL013
Paramount Anadarko Bovie F-66	60.25551	-122.95943	EX	3370	3362	05/Jan/02	06/Apr/02	P&S	Akita 58	EL369
Paramount Anadarko Bovie J-76	60.26233	-122.98319	EX	3350	2847	22/Dec/01	27/Feb/02	SUSP	Akita 58	EL369
Paramount Berkley West Arrowhead C-02	60.52003	-123.01956	EX	694	694	27/Dec/01	08/Jan/02	SUSP	Precision55	EL383
Paramount et al Cameron C-74	60.05371	-117.49087	DV	1626	1626	08/Mar/02	26/Mar/02	OIL SUSP	Precision117	PL13
Paramount et al Cameron H-03	60.03993	-117.50214	DV	1662	1658	22/Feb/02	29/Mar/02	OIL SUSP	Shehtah14	SDL103
Paramount et al Cameron I-73	60.04575	-117.47347	DV	1638	1623	08/Feb/02	20/Feb/02	OIL SUSP	Shehtah14	PL04
Central Mackenzie Valley										
EOG et al Devo Creek P-45	65.41450	-127.62886	EX	2600	2594	05/Jan/02	15/Mar/02	SUSP	Akita51	EL401
Mackenzie Delta										
Devon PC Tuk B-02	69.35314	-133.01600	EX	3187	3173	17/Feb/02	16/Apr/02	P&A	Akita63	IN
Devon PC Tuk M-18	69.29739	-133.07628	DL	2962	2759	24/Dec/01	30/Mar/02	SUSP	Akita63E	IN
Japex/JNOC/GSC Mallik 3L-38	69.46064	-134.66156	Other	1188	689	25/Dec/01	08/Jan/02	P&A	Akita15	EL393
Japex/JNOC/GSC Mallik 4L-38	69.46132	-134.65970	Other	1188	1184	11/Jan/02	24/Jan/02	P&A	Akita/Equtak	EL393
Japex/JNOC/GSC Mallik 5L-38	69.46097	-134.66064	Other	1166	1162	25/Jan/02	14/Mar/02	P&A	Akita15	EL393
PC Anderson Kurk M-15	69.07682	-135.33302	EX	3093	3093	07/Jan/02	16/Feb/02	P&A	Akita15	EL395
PC Devon Kugpik L-46	68.92821	-135.45359	EX	3014	3005	11/Mar/02	25/Apr/02	P&A	Akita60	EL419

[1] Class EX=exploratory, DL=delineation, DV-development

[2] Status P&S=plugged and suspended, PROD=production, INJ-injection, SUSP=suspended

[3] Licence EL=Exploration Licence, SDL=Significant Discovery Licence, PL=Production Licence, PAA=Proven Area Agreement-Norman Wells, IN=Inuvialuit Lands

Mackenzie Delta

Ikhil (Field Code G005)

The Ikhil gas field is operated by AltaGas. The field lies in the Mackenzie Delta, 50 km north of Inuvik, NWT. Originally discovered in 1983, the field remained undeveloped until 1999. The reservoir is in the Taglu sands (Reindeer Formation) of Eocene age at a depth of about 1100 m. Gas is delivered through a buried 120 mm (6") pipeline to Inuvik where it is used for electricity generation and town supply.

Production in 2002 was 14.8 x 10^6 m^3 (0.5 billion cubic feet - bcf) with cumulative production totalling 42.3 x 10^6 m^3 (1.5 bcf). The field produces from two wells (K-35 and J-35). Clear annual peaks in production reflect high local demand over the winter months.

Central Mackenzie Valley

Norman Wells (Field Code G001)

The Norman Wells oil field, operated by Imperial Oil Resources, extends beneath the Mackenzie River at 65°20' N latitude. The oil reservoir is a reef of the Devonian Kee Scarp Formation. The field is the starting point of the Norman Wells oil pipeline.

Production in 2002 was 1375 x10^3 m^3 (8.6 million barrels). By end 2001, cumulative production from Norman Wells field reached 33.5 x 10^6 m^3 (210.7 million barrels). Solution gas produced with the oil is used for plant fuel and re-injected.

Southern Northwest Territories

Pointed Mountain (Field Code G003)

The field was shut-in October 2001 and throughout 2002.

Canadian Natural Resources Limited Fort Liard "P-66A" (Field Code G008)

The field was shut-in throughout 2002.

Chevron Fort Liard "K-29"
(Field Code G007)

The Liard field, operated by Chevron Canada, is located in the foothills northwest of Fort Liard NWT and west of the Liard River. The gas reservoir is the Devonian Nahanni Formation in a foothills structure about 3000 m below surface. The gas is slightly sour.

Paramount Southeast Fort Liard "N–01"
(Field Code G009)

Annual production was 61.9 x 10^6 m^3 (2.2 bcf) and rates from the single well in the field were sustained throughout the year. By year end cumulative production from the field stood at 95.1 x 10^6 m^3 (3.4 bcf).

Gas flows through a 46 km pipeline to BP Canada Energy's Pointed Mountain facility where it joins the current northern terminus of the Westcoast pipeline system.

A water disposal line connects the field to a water disposal well at Mackay Lake O-80. The field produces from three wells K-29, M-25 and F-25A.

Total field production in 2002 was 834.1 x 10^6 m^3 (29.4 bcf) and cumulative field production to the end of 2002 was 2537.8 x 10^6 m^3 (89.6 bcf). Towards the end of 2002 production rates were reduced to stabilize rising water production.

Field production at year end was about half of the peak flows at the end of 2001.

Paramount Fort Liard "F-36"
(Field Code G006)

This field , operated by Paramount Resources, is located 25 km southeast of Fort Liard NWT. Gas is produced from the Mississippian Mattson Formation about 2000 m below surface.

Twenty-four kilometres of 324 mm (12") pipeline (the "Shiha Pipeline") carries the gas south to a processing plant near Maxhamish Lake, British Columbia.

Two wells (F-36 and O-35) were producing at the end of 2002. Production in 2002 totalled 38.8 x 10^6 m^3 (1.4 bcf) for a total cumulative production of 177.9 x 10^6 m^3 (6.3 bcf). Field production has shown steady decline throughout the year.

Oil and Gas Production

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Oil Production (thousands of m^3)						
Norman Wells[1*] (G001)	1584.6	1561.7	1549.1	1434.3	1432.20	1375.4
Cameron Hills (G010)	-	-	-	-	-	1.1
Total	**1584.6**	**1561.7**	**1549.1**	**1434.3**	**1432.20**	**1376.5**
Gas Production (millions of m^3)						
Norman Wells[1*](G001)	135.5	132.8	126.5	125.6	130.20	123.3
Pointed Mountain (G003)	33.9	25.2	21.0	17.1	9.10	Shut-in
Ikhil (G005)	-	-	3.3	10.0	13.20	14.8
Paramount Fort Liard (G006 - "F-36")	-	-	-	66.3	71.80	38.8
Chevron Fort Liard (G007 - "K-29")	-	-	-	490.1	1213.60	834.1
CNRL Fort Liard (G008 - "P-66A")	-	-	-	60.1	1.80	Shut-in
Paramount Southeast Fort Liard (G009-"N-01")		-	-	-	33.20	61.9
Cameron Hills (G010)	-	-	-	-	-	124.1
Total	**169.4**	**158.0**	**150.8**	**769.20**	**1472.90**	**1197.0**

[1*]Note: Field code "G00X" assigned by the National Energy Board

New Field on Production in Southern Northwest Territories

Paramount Cameron Hills (Field Code G010)

The Cameron Hills are located in the southern NWT just north of 60° and west of the Mackenzie Highway. Oil and gas discoveries resulted from a phase of exploratory drilling in the late 1980s and early 1990s but although a development plan focussed on oil production was filed in 1991, development was not pursued at that time.

Paramount Resources Limited filed an amended development plan for gas and oil production from the Cameron Hills on behalf of themselves and Marathon Canada Limited in November 2000. The applicants received approval for their amended development plan from the National Energy Board on January 9, 2002, subject to consent from the Governor in Council with respect to Part I of the Plan. The Order in Council granting consent (P.C. 2002-64) was issued on January 25, 2001. Small volumes of oil and gas were produced from three oil wells and two gas wells in March, and commercial gas production from six wells commenced in earnest in April. At year end cumulative gas production had reached 124.1 x 10^6 m^3 (4.4 bcf) from five producing wells. Gas enters a small diameter pipeline which runs 15 km to a central processing plant near Bistcho Lake, Alberta.

ROYALTIES

Royalties on northern oil and natural gas production were $24,163,942 in calendar year 2002. This is a slight decrease of 9.4% or $2,506,493 from the 2001 royalties. Some of the decrease is due in part to a decrease in sales prices from those that were encountered in 2001 in addition to production declines that are associated with small pools and subsequently more aggressive depletion.

It should be noted that the royalties that are collected are net of any outstanding Investment Royalty Credit (IRC) balances that must be depleted prior to companies making royalty payments. It is anticipated that as companies continue to explore and make application for certification of expenses that contribute to their IRC pools, the royalties payable will continue to be conservative in relation to activity until an infrastructure is in place in the Mackenzie Delta that will allow for significant production of otherwise shut-in resources.

The Sahtu and Gwich'in First Nations also received a share of the royalties in fulfilment of royalty - sharing provisions in their land claim settlement agreements.

Royalties administration continues to be an evolving process given that the legislation, regulations and guidelines including the forms used for royalty submission are still in the infancy stages of implementation.

We have gained much experience over the past few years, arriving now at a stage that necessitates a modernizing and streamlining of the royalty regulations and the administration.

In mid 2002, Northern Oil and Gas undertook two concurrent studies:-

i) a review of the royalty legislation, regulations and guidelines and

ii) a review of the royalty assurance process.

Preliminary meetings have already occurred with industry as the first step to developing issues papers and options that will be discussed with stakeholders that include industry, northern aboriginal groups, northern governments, and petroleum associations. These issues are anticipated to be available for discussion by April 2003.

During 2002, Northern Oil and Gas also undertook to provide industry with an interim solution for electronic submission preparation using spreadsheet software and workbooks. This solution has provided us with the experience from which we are now undertaking a formal strategic plan that will form the basis for infrastructure development to accommodate electronic filing of royalties, electronic royalty management, administration and forecasting.

The Directorate is looking forward to meeting the challenges of streamlining and modernizing a legislative, regulatory and royalty administration system that encourages and supports oil and gas development in the north.

Oil and Gas Revenues Received ($)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Royalty*	9,887,982	6,967,456	7,138,169	13,433,264	24,656,709	21,751,369
Rentals	7,818	7,818	3,245	2,800	993	2,621
Issuance/Registration Fees	22,464	2,052	16,766	51,589	12,733	17,800
Work Deposit Forfeitures	0	0	289,874	1,342,385	0	2,392,150
Total	**9,918,264**	**6,977,326**	**7,448,054**	**14,830,038**	**24,670,435**	**24,163,940**

*Royalties that are collected are net of any outstanding Investment Royalty Credit balances which amounted to $1,210,473 in 2002.

FURTHER INFORMATION

Northern Oil and Gas Directorate

Please check our website first! www.ainc-inac.gc.ca/oil

Many sources of information on oil and gas, environmental and land use matters originate with the Department of Indian Affairs and Northern Development. To obtain specific information, please include the appropriate contact listed in the sources below with the general **mailing** address for the department.

Mailing address:

Northern Oil and Gas Directorate
Department of Indian and Northern Affairs
OTTAWA ON K1A 0H4 Canada

Courier Only:
Northern Oil and Gas Directorate
6th Floor, 10 Wellington Street
Gatineau QC K1A 0H4
Telephone: (819) 997-0877
Fax: (819) 953-5828
Internet: http://www.ainc-inac.gc.ca/oil

Information on the resource management regime, calls for nominations and bids and other related information: Rights Issuance and Policy - Telephone: (819) 953-8529.

Information on registration procedures and regulations, exploration, significant discovery and production licences, transfers, notices and maps: Rights Administrator/Registrar Telephone: (819) 953-8490.

Information on northern exploration history and geological/geophysical activities: Senior Petroleum Geologist - Telephone: (819) 953-8722.

Information on Benefits Plan requirements associated with new exploration programs on land in the Northwest Territories is available from the department's Northwest Territories Regional office - Telephone: (867) 669-2618; and for Nunavut and northern offshore the information is available from the Northern Oil and Gas Directorate - Telephone: (819) 994-0348.

Information on royalty policy and royalty submissions: Manager, Fiscal Policy and Royalty Administration - Telephone: (819) 953-9488.

Petroleum Development and Benefits Division
Northwest Territories Regional Office
Department of Indian and Northern Affairs
4914-50th Street, P.O. Box 1500
Yellowknife, NWT X1A 2R3
Telephone: (867) 669 2618
Fax: (867) 669-2409

Other Sources of Information

Through the offices of the National Energy Board at the address below, information on the following is available:

- The Regulatory Support Office has information on exploration, development, production, pipeline transportation and export;
- The Frontier Information Office provides access to maps, technical information, geological and geophysical reports, well history reports and records; and
- The Environmental Directorate provides the Secretariat for the Environmental Studies Research Funds Management Board.

National Energy Board (NEB)
444 Seventh Avenue SW
Calgary AB T2P 0X8
Telephone: (403) 292-4800
Fax: (403) 292-5503

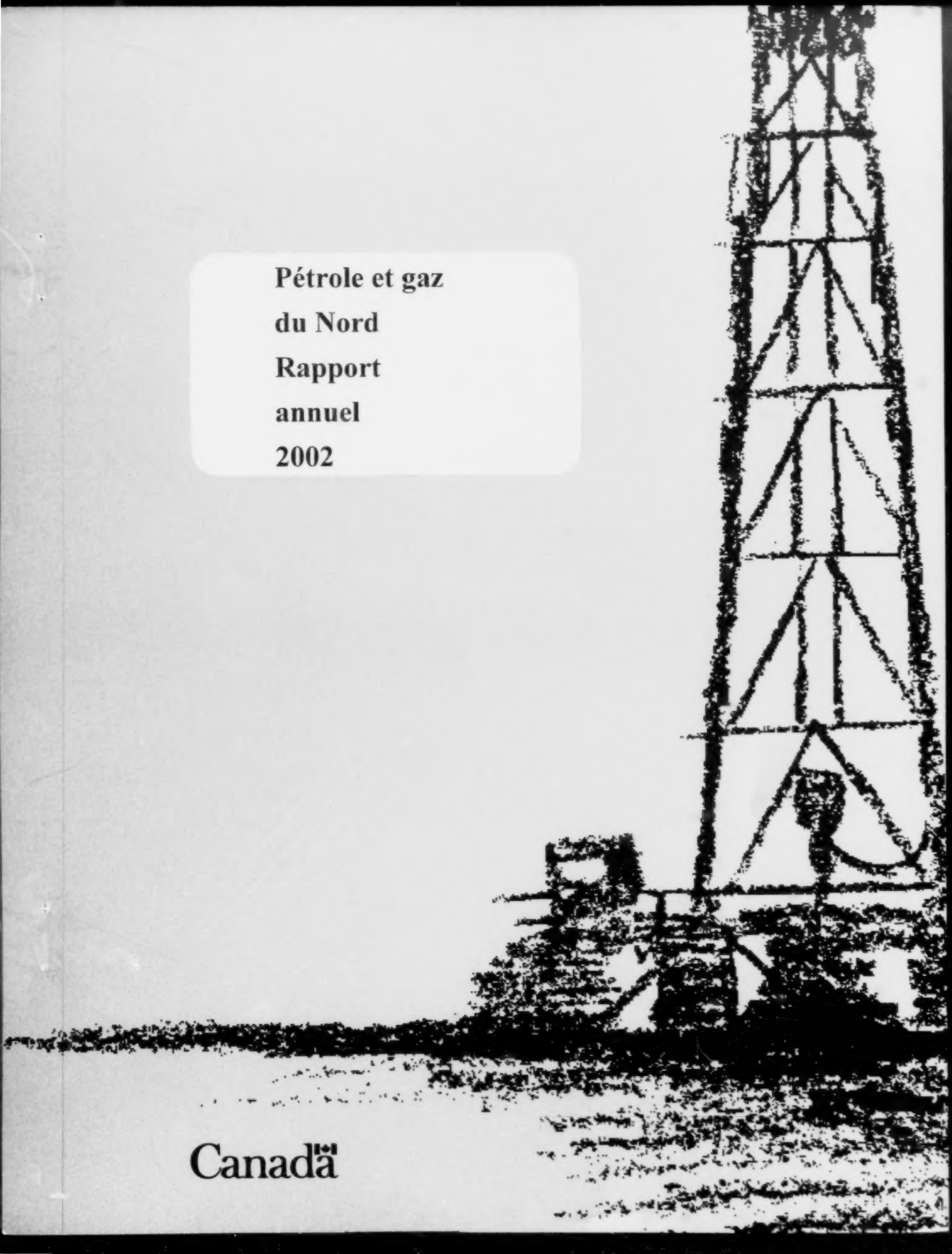
The Geological Survey of Canada's Institute of Sedimentary and Petroleum Geology, provides public viewing and sampling facilities for cores and samples, and information on wells drilled North of 60° at its offices at:

Institute of Sedimentary and Petroleum Geology
3303-33rd Street NW
Calgary AB T2L 2A7
Telephone: (403) 292-7000
Fax: (403) 292-5377

Information on wells drilled in the Baffin Bay – Davis Strait region is available from:

Core Storage and Laboratory
Geological Survey of Canada Atlantic
Bedford Institute of Oceanography
P.O. Box 1006
Dartmouth NS B2Y 4A2
Telephone: (902) 426-6127
Fax: (902) 426-4465
Email: hardy@agc.bio.ns.ca

Pétrole et gaz du Nord
Rapport annuel
2002



Canada

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2002

La gestion des ressources pétrolières et gazières au nord du 60e parallèle de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les régions extra-côtières du Nord est une responsabilité fédérale qu'assume la Direction du pétrole et du gaz du Nord, du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

La gestion des ressources pétrolières sur les terres de la Couronne est régie par des lois fédérales. La *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et ses règlements régissent l'attribution et l'administration des droits de prospection et d'exploitation et établissent le régime des redevances. La *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* réglemente les opérations pétrolières et les retombées économiques qui en découlent. Le ministère s'occupe des questions foncières et de celles qui touchent aux redevances et aux retombées économiques au nom du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, tandis que l'Office national de l'énergie se charge d'approuver les opérations.

On peut trouver de l'information sur la gestion des ressources pétrolières et gazières dans le Nord en consultant le site Web suivant : http://www.ainc-inac.gc.ca/pétrole.

Indian and Northern Affairs Canada

Affaires indiennes et du Nord Canada

Canada

Publié avec l'autorisation de
l'honorable Robert D. Nault, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa, 2003

© Ministre des Travaux publics et des Services gouvernementaux, Canada

This publication is also available in English under the title:
Northern Oil and Gas - Annual Report 2002

QS-8509-030-FF-A1
R71-47/2002F
0-662-88889-8

Message de l'honorable Robert D. Nault, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

Quand je pense à ce qui a été réalisé en 2002 et au besoin actuel d'accroître la sécurité des approvisionnements en énergie en Amérique du Nord, je suis encouragé par les brillantes perspectives qui seront offertes au cours de la présente décennie au chapitre de l'exploitation des champs de gaz naturel dans le delta du Mackenzie. Je me réconforte également de voir les efforts constants qui sont déployés en vue de contribuer à la croissance et à la mise en valeur des secteurs pétrolier et gazier.

J'ai le plaisir d'annoncer que, en 2002, l'industrie a lancé des programmes de prospection séismique dans le delta du Mackenzie, dans les régions adjacentes à la mer de Beaufort et dans les régions du Centre et du Sud de la vallée du Mackenzie. Des travaux de forage ont également été entrepris dans le delta du Mackenzie, dans la région centrale de la vallée du Mackenzie ainsi que dans la région de Fort Liard et dans les collines Cameron, régions situées dans le Sud des Territoires du Nord-Ouest. De plus, on a continué d'exploiter le gaz naturel du champ d'Ikhil, dans le delta du Mackenzie, ainsi que celui de plusieurs champs situés près de Fort Liard et dans les collines Cameron. Enfin, l'exploitation du champ de Norman Wells, le quatrième en importance au Canada, s'est poursuivie, bien que la courbe de production de ce champ ait commencé à chuter.

Je suis particulièrement heureux qu'un grand nombre d'Autochtones et d'autres résidants du Nord aient su profiter des possibilités d'emploi et de formation découlant de l'exploration et de l'exploitation pétrolières et gazières qui ont eu cours en 2002. Il m'a paru particulièrement encourageant de constater que des entreprises du Nord, dont un bon nombre appartiennent à des groupes autochtones par suite du perfectionnement des compétences et de la formation de coentreprises, ont été en mesure de fournir une bonne part des biens et services requis par les industries pétrolière et gazière.

Les secteurs pétrolier et gazier du Nord canadien ont tout ce qu'il faut pour contribuer à l'approvisionnement énergétique de l'Amérique du Nord. Acheminer le gaz vers le sud constituerait une entreprise majeure qui profiterait au Canada et à d'autres parties en Amérique du Nord. L'exploitation durable du pétrole et du gaz dans le Nord peut jouer un rôle clé dans l'amélioration de la qualité de vie de nombreux Canadiens vivant dans le Nord et ailleurs.

Je vous invite à consulter le présent rapport pour obtenir de l'information sur la façon dont les ressources pétrolières et gazières du Nord canadien ont été mises en valeur au cours de l'année écoulée.

Conformément à l'article 109 de la Loi fédérale sur les hydrocarbures, je suis ravi de déposer devant le Parlement le Rapport annuel sur l'administration des ressources pétrolières et gazières dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et au large des côtes nordiques pour la période se terminant le 31 décembre 2002.

Le 16 avril 2003

Terres domaniales du Canada

Area under the responsibility of the Minister of Indian and Northern Affairs Canada
Zone qui relève de la compétence du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

Table des matières

DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DANS LE NORD 8

APERÇU 8
Paramètres fondamentaux du pétrole et du gaz et leur signification pour les activités dans le Nord 8
Ressources en gaz et en pétrole 9
Tableau : Bilan des ressources découvertes 9

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ 10
Faits saillants à la direction 10
Attribution des droits et D'Administration 11
Permis délivrés en l'an 2002 11
Tableau : Portefeuilles fonciers 13
Tableau : Permis de prospection 14
Tableau : Permis d'exploration délivrés par suite d'appels d'offres 16

Retombées économiques 16

Considérations environnementales 17
Consultations 17
Renseignements sur la réglementation 17
Fonds pour l'étude de l'environnement 17

LES ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD 18
Les activités dans le Nord 18
La partie sud des Territoires du Nord-Ouest 19
La partie centrale de la vallée du Mackenzie 20
Nunavut, au large des côtes du Nord et au large de l'Arctique oriental 20
Bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie 20

EXPLOITATION ET PRODUCTION 21
Tableau : 2002 Bilan de forage 22
Le delta du Mackenzie 22
Ikhil 22
La partie centrale de la vallée du Mackenzie 23
Norman Wells 23

La partie sud des Territoires du Nord-Ouest 23
Pointed Mountain 23
Canadian Natural Resources Limited Fort Liard 23
Chevron Fort Liard 23
Paramount South East Fort Liard 23
Paramount à Fort Liard 24
Tableau : Production de pétrole et de gaz 24
Nouveau champs mis en service en 2002 25
Les collines Cameron de Paramount 25

REDEVANCES 25
Tableau : Recettes pétrolières et gazières perçues (en $) 26

SOURCES D'INFORMATION 27
Direction du pétrole et du gaz du Nord 27
Autres sources d'information 28

DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DANS LE NORD

APERÇU

Paramètres fondamentaux du pétrole et du gaz et leur signification pour les activités dans le Nord

Au cours du premier trimestre de 2002, les prix du gaz naturel se sont stabilisés, se maintenant dans la fourchette de 3 à 5 $ le gigajoule (GJ) pour le prix moyen du marché en Alberta. Puisque les quantités stockées à la fin de l'été étaient élevées sur tout le continent, on ne s'attendait qu'à des hausses modérées des prix pendant l'hiver de 2002-2003. Vers la fin de l'année, cependant, des conditions météorologiques plus froides ont causé un abaissement rapide des stocks et un relèvement des prix pour le début de l'année suivante. Le marché de l'Alberta a clôturé l'année à 5,25 $ le GJ.

Le prix de vente moyen du brut canadien à Edmonton n'a pas varié beaucoup par rapport à 2001, mais il a affiché une tendance à la hausse à la fin de l'année, reflétant l'incertitude ressentie à l'échelle mondiale à l'égard de la guerre en Iraq et du tumulte de l'industrie prétrolière au Venezuela. La montée des prix du pétrole peut avoir deux effets sur les investissements dans les activités d'exploration dans le Nord : d'une part, ils peuvent stimuler l'intérêt dans les ressources nordiques, notamment dans la mer de Beaufort et, d'autre part, ils peuvent contrecarrer le remplacement du gaz naturel par le mazout, en créant des perspectives de hausse des prix pour le gaz et en améliorant les conditions pour les investisseurs dans les projets importants, comme les pipelines.

Le recul du prix du gaz en 2001 a été suivi par une campagne de forage moins intense en 2002 dans l'Ouest canadien, même si les données statistiques sur la région au nord du 60° de latitude ne le font pas ressortir de façon marquée. Le forage demeure surtout axé sur les gisements de gaz.

Par rapport à 2001, la production canadienne a fléchi légèrement, et celle des États-Unis encore davantage. Toutefois, cette diminution correspond à un affaiblissement de la demande après l'hiver doux de 2001-2002. L'incertitude liée à la question de savoir si la baisse de la production dépend uniquement du marché ou si elle reflète une diminution sous-jacente de la capacité de la production renforce l'attrait d'augmentation à long terme de la production dans les régions extracôtières et le Nord. L'affermissement des prix tant pour le pétrole que pour le gaz devrait sans aucun doute stimuler les activités de forage dans les régions où les coûts d'exploitation sont plus élevés.

Prix des produits de base 2002

	Janvier 2002	Décembre 2002	Moyenne 2002
Pétrole	193,53	284,63	253,53
Gaz	3,52	5,25	3,83

Prix moyen du pétrole : $CAN par m³ à Edmonton
Prix moyen du gaz naturel : AECO ($CAN par GJ)
Source : Ressources naturelles Canada

RESSOURCES EN GAZ ET EN PÉTROLE

Une analyse récente des études publiées à la demande de la Direction du pétrole et du gaz du Nord indique que le nord des territoires et les zones extracôtières de l'Arctique recèlent quelque 34 % des ressources récupérables résiduelles en gaz naturel, évaluées à 13,6 x 10^{12} m^3 (482,3 billions de pieds cubes), et 25 % des ressources récupérables résiduelles en pétrole, évaluées à 5,5 milliards de mètres cubes (34,3 milliards de barils).

Les ressources les plus accessibles dans le Nord reposent le long de la vallée du Mackenzie, depuis la frontière provinciale au 60° de latitude jusqu'au-delà du delta, au nord. On estime que cette région, incluant la grande partie des Territoires du Nord-Ouest et les zones extracôtières adjacentes, contient 49 % du gaz récupérable et 58 % du pétrole du Nord canadien, le bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie étant de loin le plus riche. Le sud des Territoires du Nord-Ouest est la région qui produit actuellement la plus grande quantité de gaz. Norman Wells, dans le centre de la vallée du Mackenzie continue d'être le seul producteur de pétrole important au nord du 60^{e} de latitude. Parmi les 53 découvertes faites dans le bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, on note d'importants champs gazifères (Taglu, Parsons Lake et Niglintgak) et un gros gisement de pétrole et de gaz au large des côtes (Amauligak). D'échelle comparable mais plus éloignés et ne retenant pas actuellement l'attention, les gisements du Haut Arctique, principalement dans le bassin de Sverdrup, contiennent de vastes champs gazifères (Drake Point et Hecla) ainsi que d'importantes ressources pétrolières qui ont été découverts depuis déjà un certain temps.

À la fin de l'année, un gazoduc autonome dans la vallée du Mackenzie semblait devancer tous les projets proposés pour mettre en valeur le gaz dans l'Arctique, tant au Canada qu'en Alaska. Les perspectives de construction d'un gazoduc pour mettre en valeur les ressources en gaz dans l'Arctique canadien sont demeurées élevées jusqu'à la fin de l'année et on observe des signes prometteurs d'un enclenchement du processus d'approbation réglementaire au cours de la prochaine année.

Bilan des ressources découvertes*

	Pétrole brut 10^6 m^3	Millions de barils	**Gaz naturel** 10^9 m^3	Billions pieds cubes
Des Territoires du Nord-Ouest	70,5	(443)	178,3	(6,3)
Nunavut	0,9	(6)	190,7	(6,7)
L'Arctique et zone extracôtière	193,0	(1214)	506,5	(17,9)
Total	264,4	(1663)	875,5	(30,9)

* Compilation et intégration de plusieurs sources publiées. Les ressources réelles sur le terrain peuvent avoir été sous-estimées ou surestimées.

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Faits Saillants À la Direction

En 2002, la Direction a répondu aux inquiétudes de l'industrie concernant l'accroissement rapide des coûts de prospection dans le Nord. Elle a participé aux activités d'un groupe de travail composé de membres de l'Association canadienne des producteurs pétroliers ayant de l'expérience et un intérêt particulier dans la prospection au nord du 60e parallèle. L'équipe de travail a recommandé principalement que les dépenses admissibles pour tous les types de travaux de prospection entrepris dans le cadre d'un permis devraient être fonction du coût réel (méthode du prix coûtant), garantissant ainsi l'actualité des coûts et l'équivalence entre les coûts réels des travaux et les dépenses déduites du dépôt de soumission concernant les travaux. La nouvelle méthode du prix coûtant s'appliquera aux permis délivrés à la suite aux appels d'offres de 2002.

Il a aussi été convenu d'ajuster vers le haut les taux de forage figurant à l'annexe III des permis de prospection existants. Cet ajustement unique correspond à l'accroissement que l'on aurait pas pu prévoir raisonnablement dans cette grande catégorie de coûts et réduira les différences dans le traitement des coûts admissibles pour tous les types de permis de prospection.

Les exploitants du Nord se sont également dits préoccupés par le fait qu'il est difficile de respecter les engagements des permis lorsque les approbations réglementaires ne sont pas synchronisées avec les activités saisonnières.

L'industrie a fait remarquer que l'environnement rigoureux du Nord peut occasionner d'importants retards et peut même faire perdre toute une saison de travaux.

La Direction a travaillé avec les sociétés en les encourageant à fusionner leurs permis de prospection, comme il est prévu dans la Loi afin qu'elles puissent s'adapter à l'environnement rigoureux du Nord .

La fusion de deux permis de prospection ou plus aux termes du paragraphe 25(3) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* se fait à la demande des titulaires des premiers permis de prospection, selon les modalités dont conviennent le ministre et les titulaires. Cette disposition de la *Loi* permet aux compagnies d'optimiser l'exploration et de réaliser des économies sur des terres acquises à la suite d'un appel d'offres par la fusion de deux permis de prospection ou plus en un seul. Dans l'ensemble, les engagements mentionnés dans les soumissions relativement au travail à effectuer et aux dépenses restent inchangés.

Les économies qu'il est possible de réaliser par la fusion peuvent se transformer en travaux de prospection additionnels, en un plus grand nombre de travaux de prospection réussis et en une activité économique plus soutenue. La fusion crée un effet de synergie pouvant améliorer la sécurité environnementale et opérationnelle et atténuer les problèmes de logistiques comme les contraintes de la main-d'oeuvre et les capacités des entreprises locales.

Attribution des Droits et D'Administration

Le ministère fournit annuellement l'occasion à l'industrie d'obtenir des droits de prospection dans les T.N.-O. et certaines régions du Nunavut ainsi qu'au large des côtes dans le Nord canadien. Ces droits de prospection sont assujettis à des modalités établies aux termes de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH) et approuvées par la population du Nord.

Chaque appel d'offres est précédé d'un appel de demandes de désignation. Ce dernier permet à l'industrie de préciser les superficies qui l'intéressent. Pour déterminer le soumissionnaire retenu à la suite d'un appel d'offres, on n'utilise qu'un seul critère d'évaluation des soumissions; il s'agit en général de la somme totale que le soumissionnaire prévoit dépenser pour la prospection de la superficie visée. Le MAINC consulte les groupes autochtones afin de s'assurer que leurs points de vue ont été pris en considération dans le processus d'attribution des droits.

Les droits de prospection sur les terres de la Couronne sont attribués à la suite d'une invitation ouverte à soumissionner. Le critère d'admission des offres est actuellement la valeur monétaire des travaux proposés pour la première période du projet visé par le permis. Le projet doit prévoir le forage d'au moins un puits pendant cette période.

Conformément aux dispositions des ententes sur le règlement des revendications territoriales, le ministère a consulté les collectivités et les organismes autochtones au sujet des conditions d'attribution des droits et d'autres questions connexes avant l'attribution des droits. Le ministère s'emploie également à établir des mesures qui répondront aux besoins des secteurs non touchés par le règlement de revendications territoriales, principalement dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, et qui leur offriront des possibilités de développement économique. Un seul appel de demandes de désignation a été lancé en novembre 2001, concernant la partie centrale de la vallée du Mackenzie, le delta du Mackenzie / la mer de Beaufort ainsi que l'archipel arctique de Nunavut et les zones extracôtières environnantes, mais les dates de clôture étaient échelonnées en décembre 2001 pour les trois zones. Trois superficies ont été désignées, deux dans la région du delta du Mackenzie / la mer de Beaufort et une dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Un appel d'offres lancé en janvier 2002 a suscité des offres reçues en mai pour deux de ces trois parcelles.

À l'automne 2002, des appels de demandes de désignation ont été lancés pour trois zones au nord du 60^{e} parallèle, une pour la région de la mer de Beaufort / du delta du Mackenzie, une pour la partie centrale de la vallée du Mackenzie et une pour l'archipel arctique du Nunavut. À la fermeture du processus de désignation, une seule parcelle avait été désignée, dans la partie centrale de la vallée du Mackenziel Un appel d'offres a été lancé en janvier 2003 et les résultats seront connus en mai 2003.

Permis délivrés en l'an 2002

Deux nouveaux permis de prospection ont été délivrés par suite d'un appel d'offres dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, EL417 à Chevron Canada Resources et BP Canada Energy Company et EL418 à Devon ARL Corporation et Petro-Canada.

En outre, nous avons fusionné des groupes de quatre et de deux permis de prospection dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie en deux nouveaux permis de prospection (EL419 à Petro-Canada et Anderson Resources Ltd. et EL420 à Devon ARL Corporation).

Quatre permis de production ont été attribués à Paramount Resources Ltd. dans la région des collines Cameron, dans les T.N.-O. Une attestation de découverte importante a été attribuée à Paramount Resources Ltd. dans la région de Fort Liard, dans les T.N.-O..

Portefeuilles fonciers

	1998	1999	2000	2001	2002
Permis délivrés					
Partie continentale des Territoires	0	0	12	7	5
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	5	5	9	0	4
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	5	5	21	7	9
Nombre de permis en vigueur					
Partie continentale des Territoires	73	68	77	84	82
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	70	75	84	84	82
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	23	23	23	23	23
Total	166	166	184	191	187
Terres attribuées en vertu de permis (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0	0	0,8	0,4	0,01
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0[1]	0,31	0,7	0	0,50
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0[1]	0,31	1,5	0,4	0,51
Terres rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0,1[2]	0,4	0,2	0	0,4
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0	0	0	0	0,5
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	**0,1[2]**	**0,4**	**0,2**	**0**	**0,9**
Terres détenues en vertu de permis (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	1,6	1,4	2,2	2,6	1,9
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	1,1	1,3	1,8	1,8	2,0
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2
Total	**4,0**	**3,9**	**5,2**	**5,6**	**5,1**

[1]Moins de 0,1 million d'hectares
[2]Ajustement à la partie continentale des Territoires par l'élimination de huit permis représentant 25 529 hectares au Yukon.

Permis de prospection

Permis	Superficie (en ha)	Titulaire*	Livraison	Dates (a.m.j.) Puits doit foré avant le		Expiration	Dépenses prévues dans la soumission
Zone extracôtière de l'est de l'Arctique							
EL297 [1*]	931 640	CanNat Resources Inc.	1998.07.14	2007.07.14		2007.07.14	
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie							
EL317 [2*]	175 810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	s.o.			s.o.
EL329 [2*]	349 982	BP Canada Energy Resources	1987.09.05	s.o.			s.o.
EL384 [3*]	85 761	AEC West Ltd.	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	
EL385 [3*]	128 327	AEC West Ltd.	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	
EL393	72 474	Burlington Resources Canada	1999.09.18	2004.09.17		2008.09.17	35 550 000,00
EL394	73 155	Burlington Resources Canada	1999.09.18	2004.09.17		2008.09.17	42 375 000,00
EL403	75 650	Shell Canada	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	35 000 000,00
EL404	73 608	BP Canada Energy	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	76 675 288,00
EL405	76 307	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	46 454 620,66
EL406	72 523	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	81 876 595,88
EL407	71 515	Anadarko Canada Corp.	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	2 421 350,84
EL417	18 912	Chevron Canada	2002.05.14	2007.05.13		2011.05.13	13 200 000,00
EL418	27 100	Devon ARL Corporation	2002.05.14	2007.05.13		2011.05.13	1 100 000,00
EL419	147 822	Petro-Canada	2002.04.18	2004.09.17	✓[5]	2008.09.17	105 293 760,00*[4]
EL420	338 469	Devon ARL Corporation	2002.08.15	2005.08.15		2009.08.14	224 069 655,56*[4]
Partie continentale du sud des Territoires du Nord-Ouest							
EL363	6 064	Canadian Forest Oil	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	3 529 000,00
EL365	20 635	Canadian Forest Oil	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	1 500 000,00
EL367	24 382	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	1 768 600,00
EL369	25 737	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	8 765 580,00
EL380	25 606	Canadian Forest Oil	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	2 200 000,00
EL381	15 422	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	6 250 000,00
EL382	25 335	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	1 100 000,00
EL383	25 515	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	1 224 400,00

Permis de prospection

Permis	Superficie (en ha)	Titulaire[x]	Livraison	Dates (a.m.j.) Puits doit foré avant le		Expiration	Dépenses prévues dans la soumission
Partie continentale du centre de la vallée du Mackenzie							
EL373	99 560	Devlan Exploration	1996.03.27	2001.03.26	✓	2005.03.26	1 226 000,00
EL374	138 170	Devlan Exploration	1996.03.27	2001.03.26	✓	2005.03.26	1 042 000,00
EL386	114 737	Devlan Exploration	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	1 072 000,00
EL389	46 738	Canadian Abraxas	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	3 101 015,00
EL391	71 816	Northrock Resources	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	4 000 000,00
EL392	23 652	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	8 466 460,00
EL397	134 565	Northrock Resources Ltd.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	16 580 000,00
EL398	133 480	AEC West Ltd.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	1 000 000,00
EL399	120 496	Paramount Resources	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	8 400 000,00
EL400	118 060	Canadian Natural Resources Limited	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	17 500 000,00
EL401	128 584	EOG Resources Canada Inc.	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	12 750 000,00
EL402	128 718	Devon ARL Corporation	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	1 243 789,00
EL412	68 772	Canadian Forest Oil	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1 867 911,00
EL413	80 464	Devlan Exploration	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	2 000 000,00
EL414	84 880	Paramount Resources	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	10 750 000,00
EL415	83 216	Hunt Oil	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1 260 000,00
EL416	80 510	Northrock Resources Ltd.	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1 526 430,00

[x] Les titulaires au moment de la ré daction du pré sent rapport, soit en mars 2003.

[1] Modifié conformément au paragraph 26(4) de la LFH, délivré originalement aux termes du Règlement sur les terres pétrolières et gazières du Canada.

[2] Frappé par une ordonnance d' interdiction de poursuivre les travaux.

[3] É change de terre contre les permis du cap Bathurst.

[4] La fusion des permis de prospection en conformité avec le paragraphe 25(3) de la Loi fé dé rale sur les hydrocarbures

✓ La condition relative au puits é tait satisfaite à la fin de l' anné e. Le forage d' un puits de sondage ou de dé limitation avant la fin de la pé riode 1 du mandat est une condition pré alable à l' obtention de droits de prospection pour la pé riode 2.

✓[5] Notons que, selon les modalité s de la fusion, les permis fusionné s peuvent ê tre insuffisants pour toutes les terres concerné es.

Permis d'exploration délivrés par suite d'appels d'offres depuis 1994

Sud des T.N.-O. (Fort Liard)	8 en janvier 1995 6 en avril 1996	tous pour 7 ans (4+3)
Partie centrale de la vallée du Mackenzie	8 en mai 1995 6 en mars 1996 7 en mai 1997 6 en août 2000 5 en septembre 2001	pour 9 ans (5+4) pour 9 ans (5+4) pour 8 ans (4+4) pour 8 ans (4+4) pour 8 ans (4+4)
Delta du Mackenzie / mer de Beaufort	4 en septembre 1999 9 en août 2002 2 en mai 2002	tous pour 9 ans (5+4)

Retombées économiques

Le secteur des hydrocarbures continue de manifester le potentiel d'une composante considérable de l'économie du Nord. Des niveaux élevés d'activité d'exploration et de mise en valeur près de Fort Liard et dans les collines Cameron ainsi que dans le delta du Mackenzie et la partie centrale de la vallée du Mackenzie ont créé des possibilités d'emploi, de formation et d'approvisionnement considérables pour la population et les entreprises du Nord.

Fort Liard a connu des niveaux élevés d'emploi et de conclusion de contrats commerciaux par suite des activités continues et de nouvelles activités liées à l'exploration et à l'exploitation du pétrole et du gaz. La population et les entreprises du Nord continuent de répondre positivement et de profiter des possibilités qui résultent de l'activité liée au pétrole et au gaz. La nature saisonnière des emplois s'inscrit bien dans l'économie de nombreuses collectivités, à la fois traditionnelle et basée sur des salaires.

Le nombre de puits d'exploration forés dans la région des T.N.-O. a atteint son niveau le plus élevé depuis la fin des années 1990. De plus, la région du lac Colville a été le théâtre d'activités d'exploration pour la première fois depuis des années. La Division de l'exploitation pétrolière et des avantages du ministère, à Yellowknife, conserve la responsabilité principale de l'administration des plans de retombées économiques dans les T.N.-O., travaillant en collaboration étroite avec la Direction du pétrole et du gaz du Nord pour mener à bien la période de transition entreprise en 2001. Le personnel de la division a rencontré les Inuvialuit, les Premières nations et les collectivités du Nord dans le but de mieux comprendre leurs points de vue et leurs préoccupations au sujet des retombées économiques et de mieux faire comprendre au grand public pourquoi la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* exige des plans de retombées économiques.

Environmental Considerations

Consultations

Avant de lancer un appel de demandes de dé signation, des consultations ont lieu auprè s des groupes autochtones du Nord pour ré pertorier les zones sensibles sur le plan environnemental, y compris celles qui pré sentent un inté rê t particulier pour des raisons culturelles ou spirituelles. Le MAINC consulte é galement les autres ministè res fé dé raux et les organismes gouvernementaux des territoires.

Les facteurs environnementaux jouent é galement un rô le important dans l' attribution des permis d' utilisation du sol et des eaux et de toutes les autorisations de travail.

Les ré sultats de ce processus de consultation se reflè tent dans les modalité s des appels de demandes de dé signation et des appels d' offres.

Renseignements sur la réglementation

Trois guides de ré glementation distincts expliquant la structure d' autorisation des activité s d' exploration et de production du pé trole et du gaz ont é té produits en 2002. Ces guides portent sur la ré gion visé e par le rè glement du Sahtu, la ré gion visé e par le rè glement avec les Gwich' in et la zone extracô tiè re de la mer de Beaufort.

Chacun de ces documents est inspiré de guides semblables portant sur la partie sud de la vallé e du Mackenzie et la ré gion visé e par le rè glement avec les Inuvialuit (delta du Mackenzie), publié s respectivement en 2000 en 2001. Avec la publication de ces trois nouveaux guides, le ministère a atteint son but d'offrir des renseignements en cinq volets sur la réglementation pour les Territoires du Nord-Ouest et la zone extracôtière.

Fonds de recherche pour l'étude de l'environnement

Aux termes de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures (LFH)*, le Fonds pour l' environnement (FEE) finance des é tudes environnementales et sociales lié es à l' exploration et à la mise en valeur des ressources en hydrocarbures provenant des terres domaniales. Le programme est financé au moyen des taxes payé es par les titulaires.

Faisant fond sur la reprise des activité s lié es au pé trole et au gaz dans le Nord et anticipant le besoin permanent de nouvelles recherches, le conseil de gestion du FEE a prolongé son programme d' é tude pour 2002, grâ ce à une taxe se situant entre zé ro et dix-sept cents l' hectare. Les repré sentants de l' industrie ont consenti au pré lè vement de cette taxe approuvé e par le ministre.

l'expérience acquise dans le Canada atlantique et à l'étranger. Un examen des *ressources patrimoniales* pour la région du delta du Mackenzie, un projet de cartographie pour indiquer l'emplacement de sites historiques et culturels est commencé; la première étape est une analyse documentaire.

Un projet d'analyse des *lacunes de l'information et de la recherche biophysiques* liées à l'exploration et à la mise en valeur du pétrole et du gaz et à un éventuel pipeline dans la vallée du Mackenzie est également en cours de réalisation. À cet égard, deux ateliers auront lieu dans le Nord l'an prochain. L'élimination du rejet de déchets liés à des sites de forage dans le Nord fait également l'objet d'un examen et une équipe de consultation technique composée de consultants et de représentants de l'industrie et du gouvernement examine les pratiques passées de rejet des déchets. Cette équipe examine également les plus récents progrès technologiques et les mesures législatives applicables, planifie un atelier et formulera des recommandations pour la mise à jour du processus d'élimination du rejet de déchets dans le Nord.

Le FEE est géré par l'Office national de l'énergie au nom du ministre. Pour obtenir plus d'information, consulter le site Web du FEE (www.esrfunds.org).

LES ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD

Les dépenses consacrées à l'exploration ont atteint 271 millions de dollars. Cette somme comprend les coûts des levés géophysiques et des études géologiques, des forages d'exploration et de développement ainsi que des abandons de puits. Ont été dépensés dans le delta du Mackenzie et les zones peu profondes de la mer de Beaufort 89 % de cette somme, le reste ayant été surtout utilisé dans le centre et le sud des T.N.-O..

Activités dans le Nord

En 2002, on a amorcé le forage de treize nouveaux puits, soit le même nombre que l'année précédente. Toutefois, le nombre de mètres forés s'est accru jusqu'à 27 617 m du 17 400 m pour 2001, incluant 6497 m pour quatre puits de développement à Cameron Hills, un puits de délimitation dans la péninsule de Tuktoyaktuk et deux puits scientifiques pour tester le potentiel en hydrates du delta du Mackenzie.

Le 1er janvier 2002, deux puits ont été forés; un dans le sud des T.N.-O. et un dans la péninsule de Tuktoyaktuk. Le forage des deux puits a pris fin au début de février.

Les activités de forage en hiver se sont terminées le 6 avril 2002 dans le sud des T.N.-O. et se sont poursuivies jusqu'au 25 avril dans le delta du Mackenzie. Aucun forage n'a été réalisé au cours de

l'été. À cause du gel tardif qu'à connu l'Ouest canadien, aucun nouveau puits n'a été foré jusqu'à la fin de l'année.

En 2002, l'Office national de l'énergie a autorisé 30 programmes géophysiques, géologiques et environnementaux dont 21 levés sismiques bidimensionnels (2D) (2506 km) et tridimensionnels (3D) (4060 km), un levé aéromagnétique (69 370 km), deux levés géologiques / géochimiques et deux un programme de retraitement de données sismiques sans composante de champ. À cela s'ajoutent deux études environnementales sur le terrain et deux essais sur place pour évaluer les réponses du poisson aux sources sismiques.

Dans l'ensemble, les activités géophysiques et géologiques ont été soutenues, mais elles ont surtout été réalisées dans le delta du Mackenzie, accusant un recul ailleurs.

Sud des Territoires du Nord-Ouest

En 2002, trois puits d'exploration ont été forés dans la région de Fort Liard, à l'est de la rivière Liard. Anardarko a foré le puits Netla A-68 sur des terres détenues par SDL13 en utilisant l'appareil de forage Akita n° 50. Le puits a été condamné à la profondeur totale de 2942 m. Les sociétés Paramount et Berkely ont entrepris et interrompu le forage du puits West Arrowhead C-02 sur EL383 jusqu'à 694 m en utilisant l'appareil Precision n° 55. Paramount a également foré le puits Bovie F-66 jusqu'à une profondeur totale de 3362 m sur l'anticlinal de Bovie en utilisant l'appareil Akita n° 58. Le forage a été suspendu.

La Paramount a en outre entrepris de nouveaux forages dans les collines Cameron pour délimiter des réserves de pétrole et de gaz à mettre en valeur. La société a eu recours par contrat à deux appareils de forage : Shetah n° 14 et Precision n° 117. Trois puits de développement(C-74, H-03) et I-73) et un puits d'exploration (N-28) ont été forés vers des cibles situées à une profondeur de 1600 à 1700 mètres. Le puits N-28 a été terminé comme un puits à gaz.

Cinq programmes sismiques ont été réalisés dans le sud des T.N.-O., soit dans la région de Fort Liard et Nahanni Butte. Les sociétés Anadarko et Paramount ont exécuté deux levés 3D dans la région de Fort Liard. Paramount a également mené un programme 3D et 2D dans les collines Cameron.

En plus de ces activités exclusives, Explor Data Ltd. a réalisé un petit levé 2D sur une base non exclusive.

Au total, elles ont effectué des tirs sismiques 2D sur 329 km et des tirs sismiques 3D sur 1109 km en utilisant les services des entrepreneurs Veritas, Trace Exploration et Western Geco. Outre les levés sismiques, Fugro Airborne Surveys a exécuté un levé aéromagnétique non exclusif.

Partie centrale de la vallée du Mackenzie

En 2002, un seul puits a été foré dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Le forage du puits d'exploration EOG et al Devo Creek P-45 a atteint 2594 m sur EL401 en utilisant l'appareil de forage Akita n° 51. Ce puits répond à l'exigence du programme pour la première période couverte par ce permis.

Dans cette région, aucun programme géophysique ou géologique n'a été mis en oeuvre par l'industrie en 2002. Toutefois, la cinquième phase du levé aéromagnétique de la Commission géologique du Canada (CGC) couvrant le corridor du Mackenzie a été réalisée sur une zone allant du plateau Peel (T.N.-O.) jusqu'au Yukon. Les données aéromagnétiques haute résolution faciliteront l'évaluation de la structure géologique et la mise en valeur des cibles potentielles pour l'exploration des hydrocarbures. Le dernier levé, exécuté au printemps de 2002, sur 28 400 kilomètres linéaires de cheminements et de lignes de contrôle par Fugro Airborne Surveys a été supervisé par la CGC. Les résultats ont été publiés dans les Dossiers publics 1538-1545 de la CGC.

Nunavut, au large des côtes du Nord et au large de l'Arctique oriental

Faisant suite aux activités de l'année précédente dans le détroit de Davis entre le Groenland et le Canada, la société de sismique sous-marine TGS-NOPEC est retournée faire des sondages sismiques 2D supplémentaires (200 km) dans les eaux canadiennes. Toujours durant la période estivale, cette société a réalisé un deuxième programme de levés dans la mer du Labrador, au nord de l'île de Baffin.

Il n'y a pas eu d'exploration pétrolière et gazière au Nunavut ni au large du Haut Arctique. Seul un programme de retraitement des données sismiques a été autorisé.

Bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie

La région du delta du Mackenzie a connu une hausse importante de l'exploration en 2002. Après avoir effectué une rentrée et des essais, Petro-Canada a abandonné le puits Kurk M-15 sur EL395 qui avait été foré jusqu'à sa profondeur totale en 2001. Petro-Canada, en partenariat avec Devon Canada, a ensuite démarré le forage du puits Kugpik L-46 dans le cadre du même permis en utilisant l'appareil de forage Akita / Equtak n° 60. Le puits a été colmaté et suspendu à 3005 m.

Inversant les rôles, la Devon, en partenariat avec Petro-Canada, a terminé le forage d'un puits de délimitation à Tuk M-18 avec l'appareil de forage Akita / Equtak n° 63. Le puits a été foré jusqu'à 2962 m sur des terres inuvialuites; la société a par la suite annoncé qu'elle avait découvert des réserves de gaz établies entre 200 et 300 milliards de pieds cubes. Un puits voisin, Tuk B-02, considéré pour l'exploration, a été foré par la suite, mais il a été colmaté et abandonné.

Deux autres puits ont été forés à Mallik dans le delta du Mackenzie pour compléter un programme de forage de trois puits par Japex Canada Ltd. en collaboration avec la Commission géologique du Canada pour tester la capacité de production d'hydrates de gaz.

En 2002, on a mis en oeuvre quinze programmes sismiques dans la région du delta du Mackenzie, ce qui représente un accroissement de 50% l'activité déjà forte de l'hiver précédent. Ces programmes incluent neuf levés 3D dont quatre avaient une composante 2D ainsi que six autres levés 2D.

Des données sismiques 3D ont été enregistrées sur 2951 km et des données 2D sur 1613 km. Tous les levés étaient du type exclusif et visaient à évaluer les permis existants. Un levé au large des côtes réalisé par Devon Canada a permis de terminer celui amorcé l'année permis existants. Un levé au large des côtes réalisé par Devon Canada a permis de terminer celui amorcé l'année précédente sous un permis extracôtier maintenant consolidé dans le puits EL420.Les entrepreneurs spécialisés en géophysique qui ont été engagés pour ces activités ont été Veri-Illuq Geophysical Ltd., Delta Trace et Western Geco.

La Western Geco a en outre entrepris des essais environnementaux pour étudier les effets des opérations sismiques dans le fleuve Mackenzie. À cela se sont ajoutés des études géologiques dans les montagnes Richardson, un échantillonnage géochimique et deux études environnementales sur le terrain.

EXPLOITATION ET PRODUCTION

La production de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest en 2002 a diminué d'environ 19 % par rapport au sommet atteint l'an dernier, malgré la nouvelle production provenant de l'exploitation d'un champ dans les collines Cameron.

De nouveaux forages d'exploitation du champ Liard, effectués par Chevron Canada et approuvés à la fin de 2002, sont censés relancer la production de ce champ important.

À la fin de l'année, cinq champs gaziers et un champ pétrolifère (Norman Wells) étaient en production. Parmi les champs gaziers, un (Ikhil) produit à des fins de consommation locale et quatre expédient le gaz au sud à partir des T.N.-O..

2002 Bilan de forage

Nom du puits	LAT	LONG	CLASSE[1]	Profondeur du puits (m)	metres 2002 (m)	Démarrage	Unité Lib.	État des travaux[2]	Unité de forage	Permis de prospection[3]
partie sud des Territoires du Nord-Ouest										
Anadarko Netla A-68	60.78539	-122.69414	EX	2035	2030	23/Feb/02	22/Mar/02	P&S	Akita 55	SDL013
Paramount Anadarko Bovie F-86	60.25551	-122.95943	EX	3370	3362	05/Jan/02	06/Apr/02	P&S	Akita 58	EL369
Paramount Anadarko Bovie J-76	60.26233	-122.98319	EX	3350	2847	22/Dec/01	27/Feb/02	SUSP	Akita 58	EL369
Paramount Berkley West Arrow head C-02	60.52003	-123.01956	EX	694	694	27/Dec/01	08/Jan/02	SUSP	Precision55	EL383
Paramount et al Cameron C-74	60.05371	-117.49087	DV	1626	1626	08/Mar/02	26/Mar/02	SUSP	Precision117	PL13
Paramount et al Cameron H-03	60.03993	-117.50214	DV	1662	1656	22/Feb/02	29/Mar/02	SUSP	Shehtah14	SDL103
Paramount et al Cameron I-73	60.04575	-117.47347	DV	1638	1623	08/Feb/02	20/Feb/02	SUSP	Shehtah14	PL04
partie centrale de la vallée du Mackenzie										
EOG et al Devo Creek P-45	65.41450	-127.62886	EX	2600	2594	05/Jan/02	15/Mar/02	SUSP	Akita51	EL401
delta du Mackenzie										
Devon PC Tuk B-02	69.35314	-133.01600	EX	3187	3173	17/Feb/02	16/Apr/02	P&A	Akita53	IN
Devon PC Tuk M-18	69.29739	-133.07628	DL	2962	2759	24/Dec/01	30/Mar/02	SUSP	Akita53E	IN
Japex/JNOC/GSC Mallik 3L-38	69.46064	-134.66156	autre	1188	889	25/Dec/01	08/Jan/02	P&A	Akita15	EL393
Japex/JNOC/GSC Mallik 4L-38	69.46132	-134.65970	autre	1186	1184	11/Jan/02	24/Jan/02	P&A	Akita/Equtak	EL393
Japex/JNOC/GSC Mallik 5L-38	69.46097	-134.66064	autre	1186	1182	25/Jan/02	14/Mar/02	P&A	Akita15	EL393
PC Anderson Kurk M-15	69.07682	-135.33302	EX	3093	3093	07/Jan/02	16/Feb/02	P&A	Akita15	EL395
PC Devon Kugpik L-46	68.92821	-135.45359	EX	3014	3005	11/Mar/02	25/Apr/02	P&A	Akita60	EL419

[1] Classe: EX=puits de prospection; DL=puits de délimitation; DV=puits de développement

[2] État des travaux: P&S= Bouché et suspendu; P&A= Bouché et abendonné; PR=production; I=injection SUSP=suspendu

[3] Permis de prospection: EL= permis de prospection; SDL= attestations de découverte importante; PAA= champs de pétrole Norman Wells, IN=terres Inuvialuits; PL=licence de production

Le delta de Mackenzie

Ikhil (Code de gisement G005)

Le champ de gaz naturel Ikhil est exploité par AltaGas. Il se trouve dans le delta du Mackenzie, à 50 km au nord d' Inuvik, dans les T.N.-O. Dé couvert en 1983, le champ est demeuré inexploité jusqu' en 1999. Le gisement est situé dans les sables Taglu (formation de Reindeer) d' â ge é cè ne à une profondeur d' environ 1100 m. Le gaz est acheminé vers Inuvik grâ ce à un gazoduc enfoui de 120 mm (6 po) de diamè tre, où il sert à produire de l' é lectricité et à approvisionner la ville.

En 2002, la production a é té de 14,8 x 10^6 m^3 (0,5 milliard de pieds cubes - Gpi^3) la production cumulative totalisant 42,3 x 10^6 m^3 (1,5 Gpi^3). Le champ produit à partir de deux puits (K-35 et J-35). Les pointes de production annuelle qui ressortent clairement correspondent à la demande locale é levé e durant les mois d' hiver.

La partie centrale de la vallée du Mackenzie

Norman Wells (Code de gisement G001)

Le champ pétrolifère Norman Wells, exploité par Imperial Oil Resources, s'étend en dessous du fleuve Mackenzie à une latitude de 65°20'N. Le gisement est un récif de la formation de Kee Scarp dévonienne. Le champ est le point de départ de l'oléoduc de Norman Wells.

En 2002, la production a été de 1375 x 10^3 m^3 (8,6 millions de barils). À la fin de 2001, la production cumulative du champ de Norman Wells avait atteint 33,5 x 10^6 m^3 (210,7 millions de barils). Le gaz en solution produit avec le pétrole sert à alimenter les installations en combustible et injecté.

La partie sud des Territoires du Nord-Ouest

Pointed Mountain (Code de gisement G003)

Ce champ a cessé ses opérations à partir d'octobre 2001 et tout au long de 2002.

CNRL à Fort Liard (puits P-66A) (Code de gisement G008)

Le champ a fermé au cours de l'année 2002.

Chevron à Fort Liard (puits K-29) (Code de gisement G007)

Le champ exploité par Chevron Canada se trouve dans les collines situées au nord-ouest de Fort Liard (T.N.-O.) et à l'ouest de la rivière Liard. Le gisement de gaz est situé dans la formation dévonienne de Nahanni, dans une structure des contreforts à environ 3000 m de profondeur. Le gaz est légèrement acide et il est transporté à l'aide d'un pipeline de 46 km de longueur jusqu'aux installations de BP Canada Energy à Pointed Mountain, où il rejoint le terminal actuel du réseau de pipelines de la Westcoast.

Puits N-01 de Paramount au sud-est de Fort Liard (Code de gisement G009)

La production annuelle a été de 61,9 x 10^6 m^3 (2,2 Gpi^3) et les taux de production du seul puits dans le champ ont été soutenus tout au long de l'année. À la fin de l'année, la production cumulative du champ était de 95,1 x 10^6 m^3 (3,4 Gpi^3).

Une canalisation d'évacuation de l'eau relie le champ au puits O-80 de Mackay Lake. Trois puits sont maintenant en service sur ce champ (K-29, M-25 et F-25A). La production totale du champ en 2002 a été de 834,1 x 10^6 m^3 (29,4 Gpi^3) et la production cumulative du champ à la fin de 2002 était de 2537,8 x 10^6 m^3 (89,6 Gpi^3). Vers la fin de 2002, les taux de production ont été réduits pour stabiliser la production croissante d'eau. La production du champ à la fin de l'année a été d'environ la moitié du débit de pointe de la fin de 2001.

Paramount à Fort Liard (puits F-36)
(Code de gisement G006)

Ce champ, exploité par Paramount Resources, est situé à 25 km au sud-est de Fort Liard (T.N.-O.). Le gaz est extrait de la formation de Mattson, datant du mississippien, à environ 2000 m de profondeur.

Le gaz est acheminé vers le sud à l'aide d'un gazoduc de 324 mm (12 po) de diamètre et de 24 km de longueur (le gazoduc Shiha), jusqu'à une usine de traitement située près du lac Maxhamish (Colombie-Britannique).

Deux puits (F-36 et O-35) étaient en production à la fin de 2002. La production de 2002 a totalisé 38,8 x 10^6 m^3 (1,4 Gpi^3) pour une production cumulative totale de 177,9 x 10^6 m^3 (6,3 Gpi^3). La production de ce champ a diminué progressivement au cours de l'année.

Production de pétrole et de gaz

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Production de pétrole (en milliers de m^3)						
Norman Wells[1*] (G001)	1 584,6	1 561,7	1 549,1	1 434,3	1 432,2	1 375,4
Cameron Hils (G010)	-	-	-	-	-	1,1
Total	**1 584,6**	**1 561,7**	**1 549,1**	**1 434,3**	**1 432,2**	**1 376,5**
Production de gaz (en millions de m^3)						
Norman Wells[1*] (G001)	**135,5**	132,8	126,5	125,6	130,20	123,3
Pointed Mountain (G003)	**33,9**	25,2	21,0	17,1	9,10	champ a cessé
Ikhil (G005)			3,3	10,0	13,20	14,8
Paramount Fort Liard (G006-"F-36")	-	-	-	66,3	71,80	38,8
Chevron Fort Liard (G007 - "K-29")	-	-	-	490,1	1 213,6	834,1
CNRL Fort Liard (G008 - "P-66A")	-	-	-	60,1	1,8	champ a fermé
Paramount South East Fort Liard (G009-"N-01")	-	-	-	-	33,2	61,9
Cameron Hills (G010)	-	-	-	-	-	124,1
Total	**169,4**	**158,0**	**150,8**	**769,2**	**1 472,9**	**1 197,0**

[1*] Note : Code "G00X" attribué par l'Office national de l'énergie

Nouveau Champ mis en Service dans le Sud des Territoires du Nord-Ouest

Les collines Cameron de Paramount (Code de gisement G010)

Les collines Cameron sont situées dans la partie sud des T.N.-O., immédiatement au nord du 60e parallèle et à l'ouest de la route du Mackenzie. Une phase de forage exploratoire à la fin des années 1980 et au début des années 1990 a permis de découvrir du pétrole et du gaz naturel. Bien qu'un plan d'exploitation centré sur la production de pétrole ait été présenté en 1991, l'exploitation n'a pas eu lieu à ce moment-là.

En novembre 2000, Paramount Resources Limited et Marathon Canada Limited ont déposé un plan d'exploitation modifié visant la production de pétrole et de gaz naturel dans les collines Cameron. Le 9 janvier 2002, l'Office national de l'énergie a approuvé le plan d'exploitation modifié des demandeurs, sous réserve de l'autorisationdu gouverneur en conseil de la première partie du plan. Le décret accordant l'autorisation (C.P. 2002-64) a été pris le 25 janvier 2001. Trois puits de pétrole et deux puits de gaz naturel ont produit de petites quantitiés de pétrole et de gaz naturel en mars, et la production commerciale de gaz naturel partir de six puits a débuté sérieusement en avril. À la fin de l'année, la production cumulative de gaz naturel avait atteint 124,1 x 10^6 m^3 (4,4 Gpi^3) et provenait de l'exploitation de cinq puits de production. Le gaz naturel est acheminé par un gazoduc de petit diamètre sur 15 km jusqu'à une usine centrale de traitement située près du lac Bistcho, en Alberta.

REDEVANCES

Les redevances de l'industrie pour la production de pétrole et de gaz naturel dans le Nord se chiffraient à 24 163 942 $ pour l'année civile 2002, soit une légère baisse de 9,4%, ou de 2 506 493 $, relativement à celles de 2001. Cette baisse est attribuable en partie à la réduction des prix de vente relativement aux prix de 2001 en plus du ralentissement de la production lié aux petits gisements et un épuisement agressif des gisements par la suite.

Il est à noter que les redevances perçues sont nettes de tout solde d'investissement de crédit de redevances (ICR), que les sociétés doivent épuiser avant de payer les redevances. Tandis que les sociétés poursuivent l'exploration et demandent l'approbation de dépenses qui contribuent à leurs réserves d'ICR, on prévoit que les redevances payables resteront modestes relativement à l'activité, jusqu'à ce qu'une infrastructure soit en place dans le delta du MacKenzie, ce qui permettra une production considérable de réserves d'hydrocarbures autrement sous-utilisées.

La Première nation du Sahtu et la Première nation des Gwich'in ont reçu une part équivalente des redevances, conformément aux dispositions de partage des redevances des ententes de règlement de leurs revendications territoriales.

L'administration des redevances demeure un processus évolutif, compte tenu du fait que nous n'en sommes encore qu'aux premiers stades de la mise en oeuvre des lois, desrèglements et des lignes directrices, y compris les formulaires utilisés pour la déclaration des redevances. Nous avons acquis une expérience utile au cours des dernières années et, au stade où nous en sommes, la modernisation et la rationalisation des règlements et de l'administration des redevances s'imposent.

Vers le milieu de 2002, la Direction du pétrole et du gaz du Nord a entrepris deux études simultanées,

i) l'examen des lois, règlements et lignes directrices relatifs aux redevances et
ii) celui du processus de garantie du versement intégral des redevances.

Des rencontres préliminaires ont déjà eu lieu avec l'industrie; c'est la première étape de l'élaboration d'exposés et d'options dont nous discuterons avec les intervenants, qui comprennent l'industrie, les groupes autochtones du Nord, les gouvernements du Nord et les associations pétrolières. Nous prévoyons que ces exposés seront prêts d'ici avril 2003.

Au cours de l'année 2002, la Direction du pétrole et du gaz du Nord a trouvé une solution provisoire pour la préparation de soumissions que l'industrie peut présenter par voie électronique, à l'aide d'un logiciel de chiffrier électronique et de cahiers d'exercices. Cette solution nous a permis d'acquérir une expérience qui nous aidera à dresser un plan stratégique officiel Ce plan constituera une assise pour l'élaboration de l'infrastructure nécessaire à l'enregistrement, la gestion, l'administration et la prévision électroniques des redevances.

La Direction du pétrole et du gaz du Nord se réjouit d'avance à la perspective de relever les défis que présentent la rationalisation et la modernisation d'un régime législatif, réglementaire et administratif des redevances qui encouragera et appuiera la mise en valeur du pétrole et du gaz dans le Nord.

Recettes pétrolières et gazières perçues (en $)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Redevances *	9 887 982	6 967 456	7 138 169	13 433 264	24 656 709	21 751 369
Loyers	7 818	7 818	3 245	2 800	993	2 621
Droits d'enregistrement et d'attribution	22 464	2 052	16 766	51 589	12 733	17 800
Garanties d'exécution des travaux confisquées	0	0	289 874	1 342 385	0	2 392 150
Total	9 918 264	6 977 326	7 448 054	14 830 038	24 670 435	24 163 940

* Les redevances perçues sont nettes de tout solde d'investissement de crédit de redevances (1 210 473 $ en 2002)

SOURCES D'INFORMATION

Direction du pétrole et du gaz du Nord

Veuillez consulter d'abord notre site Web! www.ainc-inac.gc.ca/pétrole

De nombreuses sources d'information sur les questions touchant le pétrole et le gaz, l'environnement et l'utilisation des terres se trouvent au ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. Pour obtenir des renseignements particuliers, prière d'ajouter à l'**adresse postale** générale du ministère le nom de la personne ressource compétente, indiqué ci-après.

Adresse **postale** :

Direction du pétrole et du gaz du Nord
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
OTTAWA (Ontario) K1A 0H4
Canada

Adresse de messagerie seulement :

Direction du pétrole et du gaz du Nord
10, rue Wellington, 6e étage
Gatineau (Québec) K1A 0H4
Téléphone : (819) 997-0877
Télécopieur : (819) 953-5828
Internet :
http://www.ainc-inac.gc.ca/pétrole

Information sur le régime de gestion des ressources, les appels de demandes de désignation, les appels d'offres et toute autre information connexe : Attribution des droits et politiques, téléphone : (819) 953-8529.

Information sur les procédures et les règlements concernant l'enregistrement, l'exploration, les attestations de découverte importante et les licences de production, les transferts, les avis et les cartes : gestionnaire des droits / registraire, téléphone : (819) 953-8490.

Information sur l'histoire de la prospection dans le Nord et les activités géologiques et géophysiques : géologue pétrolier principal, téléphone : (819) 953-8722.

Information sur les exigences concernant les plans de retombées économiques liés aux nouveaux programmes d'exploration terrestre dans les Territoires du Nord-Ouest : bureau régional du ministère dans les T.N.-O., téléphone : (867) 669-2618; en rapport avec les programmes d'exploration au Nunavut et dans les régions extracôtières du Nord canadien : Direction du pétrole et du gaz du Nord, téléphone : (819) 994-0348.

Information sur les politiques touchant les redevances et les déclarations de redevances : gestionnaire, Administration de la politique financière et des redevances, téléphone : (819) 953-9488.

Division de L'Exploitation Pétrolière et des Avantages
Bureau régional des Territoires du Nord-Ouest
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
4914 - 50e Rue, B.P. 1500
Yellowknife (T.N.-O.) X1A 2R3
Téléphone : (867) 669-2618
Télécopieur : (867) 669-2409

Autres sources d'information

On peut obtenir aussi de l'information aux bureaux de l'Office national de l'énergie, à l'adresse ci-dessous :

Bureau du soutien à la réglementation : renseignements sur l'exploration, la mise en valeur, la production, le transport par pipeline et l'exportation;

Bureau d'information sur les terres domaniales : cartes, information technique, rapports géologiques et géophysiques et rapports et dossiers sur l'historique des puits;

Direction générale de l'environnement : secrétariat du conseil de gestion du Fonds pour l'étude de l'environnement.

Office national de l'énergie
444 – 7e Avenue Sud-Ouest
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Téléphone : (403) 292-4800
Télécopieur : (403) 292-5503

L'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière de la Commission géologique du Canada offre l'accès aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à l'information sur les puits forés au nord du 60e parallèle :

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
3303 – 33e Rue Nord-Ouest
Calgary (Alberta) T2L 2A7
Téléphone : (403) 292-7000
Télécopieur : (403) 292-5377

Information sur les puits forés dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis :

Entreposage des carottes et laboratoire
Commission géologique du Canada (Atlantique)
Institut océanographique de Bedford
C.P. 1006
Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4A2
Téléphone : (902) 426-6127
Télécopieur : (902) 426-4465
Internet : hardy@agc.bio.ns.ca

Indian and Northern Affairs Canada
Affaires indiennes et du Nord Canada